

UNIVERSIDAD ANDINA SIMÓN BOLÍVAR, SEDE ECUADOR

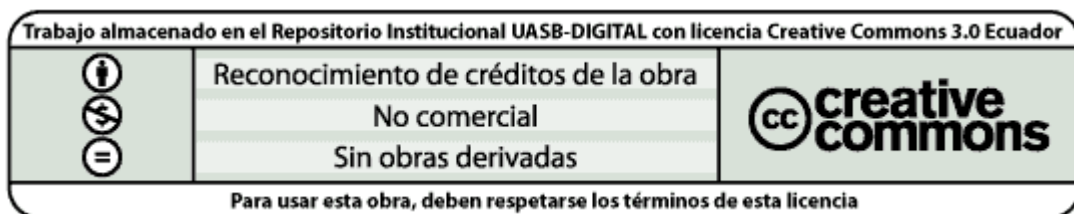
Área de Gestión

PROGRAMA DE MAESTRIA EN FINANZAS Y GESTION DE RIESGOS

Análisis de riesgo de un proyecto de inversión de generación eléctrica en el Ecuador.

GUSTAVO ADOLFO LEÓN VARELA

2013



CLAUSULA DE CESION DE DERECHO DE PUBLICACION DE TESIS/MONOGRAFIA

Yo, Gustavo Adolfo León Varela, autor de la tesis intitulada Análisis de riesgo de un proyecto de inversión de generación eléctrica en el Ecuador mediante el presente documento dejo constancia de que la obra es de mi exclusiva autoría y producción, que la he elaborado para cumplir con uno de los requisitos previos para la obtención del título de Master en Finanzas y Gestión de Riesgos en la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador.

1. Cedo a la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador, los derechos exclusivos de reproducción, comunicación pública, distribución y divulgación, durante 36 meses a partir de mi graduación, pudiendo por lo tanto la Universidad, utilizar y usar esta obra por cualquier medio conocido o por conocer, siempre y cuando no se lo haga para obtener beneficio económico. Esta autorización incluye la reproducción total o parcial en los formatos virtual, electrónico, digital, óptico, como usos en red local y en internet.
2. Declaro que en caso de presentarse cualquier reclamación de parte de terceros respecto de los derechos de autor/a de la obra antes referida, yo asumiré toda responsabilidad frente a terceros y a la Universidad.
3. En esta fecha entrego a la Secretaría General, el ejemplar respectivo y sus anexos en formato impreso y digital o electrónico.

Fecha. 08 de mayo de 2013

Firma:

UNIVERSIDAD ANDINA SIMÓN BOLÍVAR, SEDE ECUADOR

Área de Gestión

PROGRAMA DE MAESTRIA EN FINANZAS Y GESTION DE RIESGOS

Análisis de riesgo de un proyecto de inversión de generación eléctrica en el Ecuador.

GUSTAVO ADOLFO LEÓN VARELA

2013

Tutor: Ing. Eduardo Herrera Lana

Quito - Ecuador

RESUMEN

El Sector Eléctrico constituye parte fundamental en el desarrollo del país, cada proyecto que se realice implica un aporte considerable en beneficio del país, al mismo tiempo representa un esfuerzo económico importante. Realizar un correcto análisis de riesgo es primordial al momento de planificar el desarrollo de un proyecto.

El Sector Eléctrico está clasificado en 3 partes, Generación, Transmisión y Distribución. Para este trabajo se considera la Generación. Los casos de estudio son considerados con información histórica y herramientas de análisis de riesgo que son de gran utilidad para este tipo de trabajos.

Durante el desarrollo de esta investigación se analiza la estructura del Sector Eléctrico, su operatividad financiera, teorías sobre análisis de riesgo, herramientas y metodologías que serán aplicadas para las particularidades del Sector.

Para obtener resultados más cercanos a la realidad se utiliza la metodología Monte Carlo utilizando la herramienta Crystal Ball. Con esto se presentan datos de un proyecto de generación x y se evidencia la factibilidad o no de invertir en el Sector Eléctrico.

DEDICATORIA:

“Miren todos! Ellos solos pueden más que el amor”, eres mi fortaleza, mi razón
de vivir, siempre juntos. Por ti y por nuestra hermosa bebe.

AGRADECIMIENTO:

Al Sector Eléctrico, por abrirme sus puertas desde el inicio de mi carrera, y en el cual he conocido profesionales de altísimo nivel, lo que me ha permitido crecer tanto personal como profesionalmente.

CAPÍTULO I: Estructura del Sector Eléctrico.....	18
1.1. Esquema flujo económico del Sector Eléctrico	20
1.1.1. Flujo económico del Sector Eléctrico	20
1.1.2. Funcionamiento Fideicomisos E.E. Distribución	23
1.1.2.1. Recaudación	26
1.1.2.2. Pagos.....	27
1.1.2.3. Orden de prelación	28
1.1.2.4. Clasificación de agentes	33
1.2. Cambios de esquema del Mercado	34
1.2.1. Aplicación mandato 15.....	34
CAPITULO 2: Riesgos en proyectos de inversión.....	36
2.1. Proyecto de Inversión	36
2.2. Riesgo	37
2.3. Riesgo en Proyectos de inversión.....	37
2.4. Riesgo Financiero	39
2.5. Variables Internas y externas de un proyecto de generación eléctrica.....	39
2.5.1. Variables endógenas o internas de un proyecto de generación eléctrica	39
2.5.2. Variables exógenas o externas de un proyecto.	40
2.6. Simulación en proyectos de inversión	41
CAPITULO 3: Herramientas para valoración y análisis de riesgos en proyectos de inversión.....	43
3.1. Técnicas de valoración	43
3.1.1. VAN.....	43
3.1.2. TIR.....	44
3.1.3. Valoración de proyectos de acuerdo al esquema de prelações	45
3.1.3.1. Saldos por prelación.	45
3.1.3.2. Análisis de escenarios.....	46
3.1.3.3. Ventajas y desventajas de cada prelación.....	48
3.2. Técnicas de análisis de riesgos	50
3.2.1. Análisis de escenarios	50
3.2.2. Simulación Monte Carlo	59
3.2.2.1. Etapas del proceso de simulación.....	60

3.2.2.2. Resultados esperados de la simulación Montecarlo	61
CAPÍTULO 4: Simulación Monte Carlo con Crystal Ball	62
4.1. Modelación de incertidumbres	62
4.2. Simulación de VAN y TIR	66
4.3. Análisis de sensibilidad.....	78
4.4. Creación de reportes de simulación.....	79
4.5. Extraer datos de simulación	81
CAPÍTULO 5: Conclusiones y recomendaciones	82
Conclusiones	82
Recomendaciones	84

ÍNDICE DE TABLAS, GRÁFICOS Y FÓRMULAS

- 1.1. Estructura Sector Eléctrico Pág. 20
- 1.2. Flujo económico del Sector Eléctrico Pág. 23
- 1.3. Esquema de prelações Pág. 28
- 3.1. Fórmula TIR Pág. 44
- 3.2. Facturación mensual por prelação año 2011 Pág. 46
- 3.3. Facturación, pago y saldo al 31 de diciembre de 2011 Pág. 46
- 3.4. Van Facturación datos año 2011 Pág. 48
- 3.5. Van Saldos datos año 2011 Pág. 38
- 3.6. Comparativa VAN Facturación - Saldos datos año 2011 Pág. 39
- 3.7. Valores inversión por tipo de generación Pág. 42
- 3.8. Flujos de efectivo escenario 10% probabilidad Pág. 52
- 3.9. Flujos de efectivo escenario acumulado 10% probabilidad Pág. 52
- 3.10. Valor actual flujos futuros escenario 10% probabilidad Pág. 53
- 3.11. VA acumulados escenario 10% probabilidad Pág. 53
- 3.12. Resumen escenario 10% probabilidad Pág. 53
- 3.13. Flujos de efectivo escenario medio Pág. 54
- 3.14. Flujos de efectivo acumulado escenario medio Pág. 54
- 3.15. Valor Actual flujos futuros escenario medio Pág. 55
- 3.16. VA acumulado escenario medio Pág. 55
- 3.17. Resumen escenario medio Pág. 55
- 3.18. Flujos de efectivo escenario 90% probabilidad Pág. 56
- 3.19. Flujos de efectivo Acumulado escenario 90% probabilidad Pág. 56
- 3.20. Valor Actual flujos futuros escenario 90% probabilidad Pág. 57
- 3.21. VA acumulados escenario 90% probabilidad Pág. 57
- 3.22. Resumen escenario 90% probabilidad Pág. 57
- 3.23. Matriz comparativa de resultados por escenario Pág. 58
- 3.24. Histogramas de resultados por escenario Pág. 58
- 3.25. Flujo simulación. Pág. 61
- 4.1. Modelo Pág. 64
- 4.2. Variables Pág. 64
- 4.3. Datos – Energía Neta Pág. 65
- 4.4. Datos – Remuneración Mensual Costos Fijos USD Pág. 65
- 4.5. Datos – Costos Variables Facturados Pág. 66

CAPÍTULO I: Estructura del Sector Eléctrico

En la Ley de Régimen del Sector Eléctrico se menciona: *“El suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación”*¹

En la misma Ley se define la estructura del Sector Eléctrico, Conformación.- *“El sector eléctrico nacional estará estructurado de la siguiente manera:*²

- a) El Consejo Nacional de Electricidad;*
- b) El Centro Nacional de Control de la Energía;*
- c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación;*
- d) La empresa eléctrica concesionaria de transmisión; y,*
- e) Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.*

Cada una de las empresas mencionadas en este artículo tiene sus funciones específicas dentro del sector eléctrico, mencionadas a continuación:

¹ Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Capítulo 1, Art. 1

² Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Capítulo 3, Art. 11

Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).- la principal función del CONELEC que es; *“Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación [...]”*³

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).- *“[...] tendrá a su cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista [...]”*⁴

Empresas de generación, transmisión y distribución.- *“La generación, transmisión o distribución de energía eléctrica será realizada por compañías autorizadas; y establecidas en el país, de conformidad con esta ley [...]”*⁵

Empresas de generación: Por definición general, la generación de electricidad consiste en la transformación de alguna clase de energía «no eléctrica» (sea esta química, mecánica, térmica, luminosa, etc.) en energía eléctrica.

Empresa de transmisión.- Es responsable de operar el Sistema Nacional de Transmisión, su objetivo fundamental es el transporte de energía eléctrica, garantizando el libre acceso a las redes de transmisión a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, compuesto por generadores, distribuidores y grandes consumidores.

³ Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Capítulo 4, Art. 13.

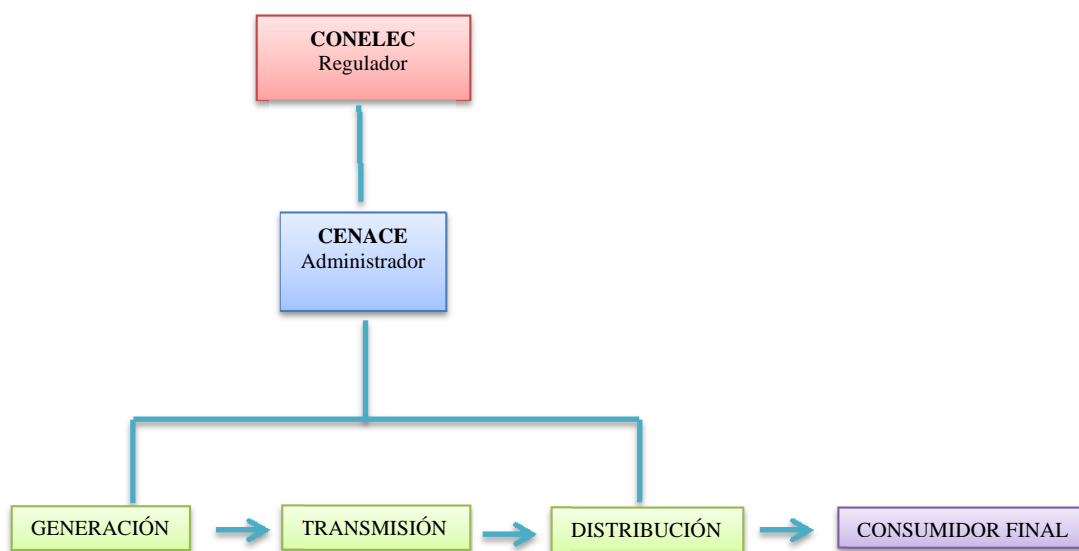
⁴ Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Capítulo 5 Art. 23.

⁵ Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Capítulo 6 Art. 26.

Empresas de distribución.- Son las encargadas de entregar la energía eléctrica al consumidor final, y a su vez recaudar los valores que se generan por el uso de la electricidad.

En el siguiente gráfico se puede visualizar de mejor manera la estructura del sector eléctrico:

Gráfico 1.1. Estructura Sector Eléctrico



1.1. Esquema flujo económico del Sector Eléctrico

1.1.1. Flujo económico del Sector Eléctrico

Mediante Registro oficial RO 191: 16-oct-2003, se expide el Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, en el cual se establece las normas para la administración de las transacciones financieras del Sector Eléctrico.

La Conformación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) esta definida como: *“El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) estará constituido por las personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, [...]”*⁶

Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).- *“Transacciones en el MEM se definen los tipos de transacciones:*

- a) Contratos a plazo, libremente acordados en cuanto a cantidades, condiciones y precios entre los agentes del MEM.*
- b) Compra-venta en el mercado ocasional; y,*
- c) Exportación e importación de energía.”*⁷

Liquidación y cumplimientos de transacciones.- *“El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) determinará mensualmente los valores que deben pagar y cobrar los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, el transmisor, los importadores y exportadores por las transacciones realizadas en el mercado ocasional y por los servicios prestados.”*⁸

La liquidación de transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) facturación y cobro, obligaciones de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).- *“Para las Transacciones en el mercado ocasional, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) liquidará diariamente a los generadores, distribuidores y grandes*

⁶ Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Capítulo 2, Art. 4.

⁷ Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Capítulo 2, Art. 7.

⁸ Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Capítulo 2, Art. 9.

consumidores y establecerá mensualmente las obligaciones y derechos comerciales de cada uno de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista [...]

Para los contratos a plazo, cuando sea aplicable, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) liquidará las obligaciones y derechos comerciales relacionados con los servicios de regulación de frecuencia, potencia remunerable puesta a disposición. Reserva adicional de potencia, y otras remuneraciones aplicables a la generación, las tarifas de transmisión y peajes de distribución.

Las obligaciones y derechos comerciales serán determinados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), singularizadas para cada uno de los agentes, mediante una liquidación proporcional en base a la participación de cada uno de dichos agentes en las transacciones económicas del mercado ocasional [...]”⁹

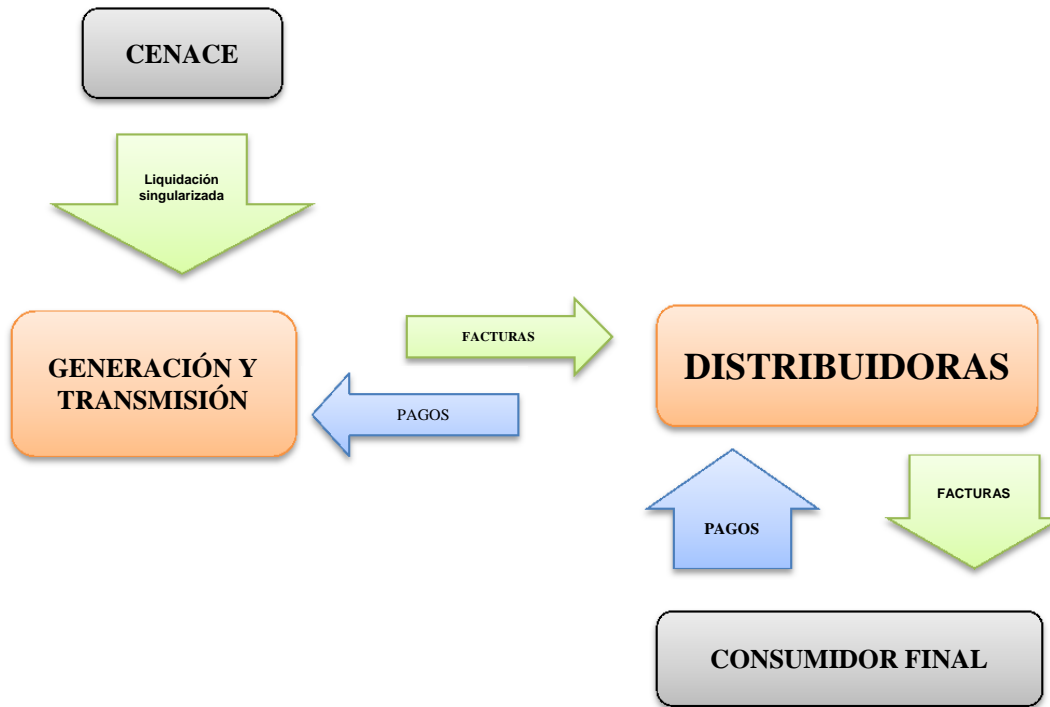
Sobre la base de este artículo, CENACE emite mensualmente la liquidación singularizada, con la cual los agentes del mercado eléctrico mayorista (MEM) emitirán sus respectivos comprobantes de venta por el consumo de energía.

De acuerdo con la Ley del Régimen del Sector Eléctrico en el capítulo I Art. 8, se define a la energía eléctrica como un bien estratégico. Según esta definición y lo expuesto en el punto 1.1. Estructura del Sector Eléctrico, los valores que cancela el consumidor final, por el uso de la energía eléctrica, corresponden a toda la cadena comprendida desde la generación hasta la distribución.

⁹ Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Capítulo 5, Art. 23.

Para comprender el flujo económico se presenta el siguiente cuadro:

Gráfico 1.2. Flujo económico del Sector Eléctrico



1.1.2. Funcionamiento Fideicomisos E.E. Distribución

Como fue explicado en el numeral anterior, la tarifa que las Empresas Eléctricas de Distribución cobran al consumidor final, corresponde a toda la cadena que comprende el mercado eléctrico.

Para precautelar estos recursos, las empresas de distribución constituyeron Fideicomisos de Recaudación y Pagos, los cuales, como su nombre lo indica, son

encargados de recaudar los valores que cancela el consumidor final y cancelar las obligaciones adquiridas por las distribuidoras por compra de energía eléctrica.

La distribuidora, dentro del giro normal de su negocio y a fin de garantizar el suministro permanente e ininterrumpido de energía, tiene suscritos contratos regulados de compra de energía eléctrica con las empresas generadoras y realiza transacciones con la empresa transmisora. La distribuidora, según lo establece la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, también compra energía en el mercado ocasional para cumplir con las demandas de sus usuarios, lo que implica un compromiso de pago para las Transacciones Internacionales de Electricidad administrado por CENACE.

Las empresas distribuidoras facturan y cobran, a los usuarios de su área de concesión, los valores correspondientes con tarifa a usuario final aprobada por el CONELEC. Estos recursos son transferidos por la distribuidora a las cuentas del fideicomiso a fin de destinar los recursos al pago de las facturas emitidas por las empresas acreedoras a las distribuidoras por venta de energía conforme el esquema de prelaciones de fideicomisos aprobado por la autoridad competente.

Mediante Oficios Circulares No. 252-SPP-2009 0 1123 y No. 260-SPP-2009 0 1184, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, informó a los Agentes del Sector Eléctrico que el Comité para la Ejecución de Políticas del Sector Eléctrico – CEPSE, aprobó el Instructivo de Aplicación del Esquema de Prelaciones, mismo que es de aplicación obligatoria por parte de todas las Empresas Eléctricas de Distribución y cuya

vigencia inició a partir de los pagos de la facturación del servicio del mes de abril de 2009 a la fecha.

Con objeto de realizar un seguimiento a las operaciones de estos fideicomisos, se hallan conformados los respectivos Comités Técnicos de Fideicomisos, los mismos que tienen como principales atribuciones las siguientes:

Comprobar que el Fiduciario cumpla con las prioridades, montos, porcentajes, plazos y demás condiciones que constan en el cuadro del esquema de prelación vigente. En ningún caso la distribuidora deja de percibir al menos la parte proporcional del Valor Agregado de Distribución (VAD) definido por el CONELEC, con relación a la recaudación.

- Aprobar los pagos que el fideicomiso efectúa con base en la prelación de pagos establecida de acuerdo al procedimiento vigente definido para tal efecto.
- Instruir al fiduciario el destino y/o la forma de inversión de los remanentes luego de cumplidos los pagos, si fuera el caso.
- La conformación de este Comité Técnico, en la mayoría de fideicomisos tiene la siguiente representación:
- Del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (anteriormente el Fondo de Solidaridad) quien es designado por el Ministro de esta Cartera de Estado quien ejerce la Presidencia de este Comité y actúa con voto dirimente, y su respectivo suplente.

- De las empresas generadoras estatales y/o privadas con sus respectivos suplentes, con derecho a voz y voto
 - De la empresa distribuidora con sus respectivos suplentes, con derecho a voz y voto.
- De la administradora fiduciaria quien actúa como secretario con derecho solo a voz.

Quórum y sesiones: El Comité Técnico del Fideicomiso se reúne ordinariamente cada mes o extraordinariamente, cuando las circunstancias así lo determinen mediante convocatoria del presidente o bajo pedido de dos de sus miembros. Es importante señalar que a estas sesiones asisten como invitados el CONELEC y CENACE, entidades de regulación y administración del sector eléctrico respectivamente quienes únicamente tienen derecho a voz.

El CENACE como administrador técnico y comercial del Mercado Eléctrico, evalúa y analiza que la operación de estas transacciones se ajuste al reporte del esquema de prelación emitido. El procedimiento establecido para la operatividad de los fideicomisos es el siguiente:

1.1.2.1. Recaudación

Para la aplicación del orden de prelación se debe considerar que la recaudación del mes corriente se utiliza para cancelar la facturación de la generación, transmisión y distribución del mes inmediato anterior. La recaudación a usuario final es depositada por las distribuidoras de manera diaria en las cuentas del fideicomiso.

La Distribuidora remite a la Administradora de Fondos hasta 3 días después de finalizado el mes corriente, el reporte en el que se incluya la facturación del mes anterior y la recaudación del mes corriente desglosada en los rubros: venta de energía, alumbrado público, terceros y otros ingresos.

La Administradora del Fideicomiso y la Distribuidora tendrán hasta cinco días después de concluido el mes corriente para conciliar los depósitos y establecer el valor final de la recaudación mensual.

1.1.2.2. Pagos

Las garantías de importación de energía, situados en la prelación 2A, se cancelarán de forma semanal, en función de la información proporcionada por el CENACE. El valor correspondiente al Valor Agregado de Distribución será entregado a cada una de las distribuidoras de forma semanal, en función de los valores efectivamente recaudados en la cuenta del Fideicomiso.

El pago de los cargos variables de generación privada y estatal, en la parte correspondiente al reconocimiento por combustibles que deberá ser transferido directamente a PETROECUADOR EP, se lo realizará en dos pagos durante el mes; el primero después dos días de publicada la liquidación de cargos variables por parte del CENACE, con los recursos que hasta ese momento se encuentren en las cuentas del Fideicomiso y el segundo pago se realizará conjuntamente con el resto de prelación en los plazos determinados.

El resto de pagos para las distintas prelacones se lo realizará de forma mensual, máximo cinco días después de haber realizado la conciliación de la recaudación final, es decir hasta los diez días del mes inmediatamente posterior al de recaudación.

1.1.2.3. Orden de prelación

Desde la facturación del mes de abril de 2009, se encuentra vigente el Esquema de Prelaciones con la siguiente estructura:

Gráfico 1.3. Esquema de prelacones.

ESQUEMA DE PRELACIONES DE PAGO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN		
ORDEN	BENEFICIARIO	CONCEPTO
0	TERCEROS	Valores recaudados que no corresponden a la Distribución ni a la venta de energía a usuario final
0	DISTRIBUCIÓN	Valores recaudados que no corresponden a la venta de energía a usuario final ni alumbrado público
0	DISTRIBUCIÓN	VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN
1	TRANSMISIÓN	COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA TRANSMISIÓN
2A	GENERACIÓN	IMPORTACIÓN DE ENERGÍA
2B	GENERACIÓN	GENERACIÓN NO CONVENCIONAL
2C	PETROCOMERCIAL	COSTOS VARIABLES GENERACIÓN PRIVADA CON CONTRATOS
	GENERACIÓN	
2D	GENERACIÓN	COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN PRIVADA CON CONTRATOS
2E	PETROCOMERCIAL	COSTOS VARIABLES GENERACIÓN TÉRMICA ESTATAL
	GENERACIÓN	
2F	GENERACIÓN	COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA GENERACIÓN ESTATAL
2G	GENERACIÓN	COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA ESTATAL
3A	TRANSMISIÓN	FONDO DE REPOSICIÓN DE LA TRANSMISIÓN
3B	GENERACIÓN	FONDO DE REPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN ESTATAL
4	GENERACIÓN	GENERACIÓN PRIVADA EN EL MERCADO SPOT
5	DISTRIBUCIÓN	SALDOS DISTRIBUCIÓN
6	GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	SALDOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Prelación 0 (VAD).- En la recaudación de la distribuidora se incluyen algunos rubros que no corresponden a la facturación del servicio eléctrico, tales como tasas municipales por recolección de basura, tasas para los bomberos, etc. Estos son debidamente respaldados, justificados y revisados por el Comité Técnico de Fideicomiso. Estos valores son transferidos directamente a los beneficiarios correspondientes y únicamente en el caso en

que el beneficiario no disponga de una cuenta para realizar la transferencia directa, son devueltos a la distribuidora antes de efectuar el pago de las prelación.

Los valores debidamente justificados y respaldados que no correspondan a la venta de energía eléctrica ni alumbrado público pero inherente al servicio eléctrico, son devueltos a la distribuidora antes de efectuar los pagos de las prelación. El Comité Técnico del Fideicomiso revisa los valores que se entregan por este concepto y de ser el caso solicita los justificativos necesarios.

Valor Agregado de Distribución, VAD que corresponde a los costos del servicio de distribución que se encuentren vigentes y aprobados por el CONELEC. Este porcentaje se aplica a la recaudación de la distribuidora por concepto de venta de energía incluida la recaudación por alumbrado público y es informado por el CONELEC.

Prelación 1 (COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA TRANSMISIÓN).- Se paga el componente de Administración, Operación y Mantenimiento de la tarifa por transmisión de energía aprobada por el CONELEC que se encuentre vigente.

Prelación 2A (IMPORTACIÓN DE ENERGÍA).- Corresponde a los valores semanales que calcula el CENACE para cada una de las distribuidoras, en función del procedimiento establecido en el Acuerdo Comercial suscrito con XM administrador del mercado colombiano, a fin de garantizar la activación de las Transacciones Internacionales de Electricidad.

Prelación 2B (GENERACIÓN NO CONVENCIONAL).- El pago a la generación no convencional se realiza reconociendo el precio establecido en la regulación vigente del CONELEC por la energía entregada en el mercado. El CENACE realiza la liquidación estableciendo el valor que le corresponda a cada distribuidora. De no ser suficientes los recursos se pagan en forma proporcional al monto correspondiente a cada generador.

Prelación 2Ca (EP PETROECUADOR - COSTOS VARIABLES GENERACIÓN PRIVADA CON CONTRATOS).- Se reconoce el componente de combustible de los costos variables de los contratos suscritos con la distribución. El pago se realiza directamente a EP PETROECUADOR. Se incluyen todos los costos asociados a los impuestos por la compra de combustibles.

Aquellos generadores que no compran su combustible a EP PETROECUADOR y por tanto son beneficiarios directos de la asignación que se realiza en esta prelación, el pago del valor asignado en esta prelación en función de la información proporcionada por el CENACE, es transferido directamente al generador y no a EP PETROECUADOR.

La condición de compra de combustible de cada generador es publicada por el CENACE directamente en la información para la distribución de los pagos. En el caso de los distribuidores que tengan suscritos contratos bilaterales con los generadores térmicos (privados y no regulados), el CENACE incluye en la prelación 2C, los valores correspondientes a los costos variables de producción asociados a los contratos, sin embargo es obligación de la distribuidora consignar en el mismo cuadro la diferencia

facturada de sus contratos en prelación 2D. De no ser suficientes los recursos se paga en forma proporcional al monto correspondiente a cada generador.

Prelación 2Cb (GENERACIÓN - COSTOS VARIABLES GENERACIÓN PRIVADA CON CONTRATOS).- Se reconoce la diferencia entre el total de Costos Variables y lo cancelado a EP PETROECUADOR, esto incluye el componente de lubricantes, químicos, mantenimientos, etc. de los costos variables de los contratos suscritos con la distribución. El pago se realiza a cada generadora. De no ser suficientes los recursos se paga en forma proporcional al monto correspondiente a cada generador.

Prelación 2D (COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN PRIVADA CON CONTRATOS).- Se reconoce la totalidad de los costos fijos de los contratos de la generación privada suscritos con la distribución, así como la totalidad de la factura de los Autogeneradores. De no ser suficientes los recursos se paga en forma proporcional al monto correspondiente a cada generador.

Prelación 2Ea EP PETROECUADOR – (COSTOS VARIABLES GENERACIÓN TÉRMICA ESTATAL).- Se reconoce el componente de combustible de los costos variables de los contratos regulados de las generadoras del Estado con la distribución y el componente de combustible de la totalidad de la factura de la generación no escindida, se incluyen todos los costos asociados a los impuestos por la compra de combustibles. El pago se realiza directamente a EP PETROECUADOR. De no ser suficientes los recursos se paga en forma proporcional al monto correspondiente a cada generador.

Prelación 2Eb GENERACIÓN – (COSTOS VARIABLES GENERACIÓN TÉRMICA ESTATAL).- Se reconoce la diferencia entre el total de Costos Variables y lo cancelado a EP PETROECUADOR, esto incluye el componente de lubricantes, químicos, mantenimientos, etc de los costos variables de los contratos regulados de las generadoras del Estado con la distribución. Se reconoce la diferencia entre la totalidad de la factura de la generación no escindida y el pago realizado a EP PETROECUADOR por el componente de combustible. El pago se realiza a cada generadora. De no ser suficientes los recursos se paga en forma proporcional al monto correspondiente a cada generador.

Prelación 2F (COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA GENERACIÓN ESTATAL).- Se reconoce el componente de Administración, Operación y Mantenimiento de la mensualidad de costos fijos de todos los generadores estatales. De no ser suficientes los recursos se paga en forma proporcional al monto correspondiente a cada generador.

Prelación 2G (COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA ESTATAL).- Se pagan los costos variables de la generación hidráulica estatal, de acuerdo a la regulación vigente emitida por el CONELEC. De no ser suficientes los recursos se paga en forma proporcional al monto correspondiente a cada generador.

Prelación 3A (FONDO DE REPOSICIÓN DE LA TRANSMISIÓN).- Se reconoce el componente de la reposición de la tarifa por transmisión de la energía.

Prelación 3B (FONDO DE REPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN ESTATAL). - Se aplica el componente de Reposición de la mensualidad de costos fijos de todos los generadores estatales. De no ser suficientes los recursos se paga en forma proporcional al monto correspondiente a cada generador.

Prelación 4 (GENERACIÓN PRIVADA EN EL MERCADO SPOT).- Se reconoce la diferencia entre la factura total de la generación privada en el mercado spot menos lo cancelado en la prelación 2C. De no ser suficientes los recursos se paga en forma proporcional al monto correspondiente a cada generador.

Prelación 5 (SALDOS DISTRIBUCIÓN).- Se reconoce la totalidad de los saldos pendientes del VAD, generados por la aplicación del porcentaje de recaudación de cada distribuidora.

Prelación 6 (SALDOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN).- Se pagan todos los valores de obligaciones pendientes de meses anteriores que los acreedores hayan reportado al CENACE. De no ser suficientes los recursos se paga en forma proporcional al monto correspondiente a cada acreedor.

1.1.2.4. Clasificación de agentes

De acuerdo a los Contratos de Concesión suscritos por el CONELEC con cada una de las empresas de generación, transmisión y distribución, se definirá para efectos de aplicación del esquema de prelación su condición de Privadas o Estatales con la cual serán consideradas dentro de cada una.

1.2. Cambios de esquema del Mercado.

1.2.1. Aplicación mandato 15.

Debido a que la tarifa no alcanza para cubrir las obligaciones que se generan por la compra y venta de energía en el Sector, las deudas se acumulan mensualmente. Para dar una solución a todas las deudas acumuladas hasta la fecha, el 23 de julio de 2008, la Asamblea Nacional Constituyente aprueba y expide el Mandato Constituyente No. 15. Este Mandato, entre otras cosas, trata principalmente de la extinción de deudas hasta la facturación de junio de 2008.

“Las empresas de generación, distribución y transmisión en las que el Estado ecuatoriano a través de sus distintas instituciones, gobiernos seccionales, organismos de desarrollo regional, tiene participación accionaria mayoritaria, eliminarán y/o darán de baja todas las cuentas por cobrar y pagar de los siguientes rubros: compra-venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación, que existen entre estas empresas, así como los valores pendientes de pago por parte del Ministerio de Finanzas por concepto de déficit tarifario, calculado y reconocido en virtud de la aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, publicada en el Registro Oficial No. 364 de 26 de septiembre de 2006, exclusivamente”.¹⁰

“Las Empresas antes referidas y la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil –CATEG- , tanto en distribución como en generación extinguirán,

¹⁰ Mandato Constituyente No. 15, Artículo 6.

eliminarán y/o darán de baja todas las cuentas por cobrar y pagar que existen entre ellas.”¹¹

Con la aplicación del Mandato No 15 las empresas de generación privadas compensaron, sus deudas con Petroecuador adquiridas por la compra de combustible para generación eléctrica, con las acreencias por concepto de venta de energía a las Empresas Eléctricas de Distribución. En caso de que las deudas de las Distribuidoras a la Generadora sean mayores, la diferencia se canceló inmediatamente por el Ministerio de Finanzas.

¹¹ Mandato Constituyente No. 15, Artículo 7.

CAPITULO 2: Riesgos en proyectos de inversión

En este capítulo se analiza la teoría de riesgo en proyectos de inversión, aplicada a la particularidad que presenta un proyecto de generación eléctrica en el Ecuador.

2.1. Proyecto de Inversión

Como definición general, un proyecto es un conjunto de actividades coordinadas e interrelacionadas que intentan cumplir con un fin específico, en el caso del Sector Eléctrico, al ser un sector estratégico, el objetivo principal es cubrir la demanda energética del país, para no incurrir en racionamientos. Por lo general, se establece un periodo de tiempo y un presupuesto para el cumplimiento de dicho fin, por lo que un proyecto es un plan o programa.

Una inversión, por otra parte, es la colocación de capital para obtener una ganancia futura. Esto quiere decir que, al invertir, se resigna un beneficio inmediato por uno improbable. Un proyecto de inversión, por lo tanto, es una propuesta de acción que, a partir de la utilización de los recursos disponibles, considera posible obtener ganancias. Estos beneficios, que no son seguros, pueden ser conseguidos a corto, mediano o largo plazo.

En el sector eléctrico la definición de invertir para obtener ganancias se considera únicamente para la Generación Privada. La Inversión para Generación Estatal busca cubrir la demanda energética del país y entregar energía a todos sus usuarios, sin embargo, con el cobro de la tarifa eléctrica se busca recuperar la inversión y cubrir sus gastos operativos.

Todo proyecto de inversión incluye la recolección y la evaluación de los factores que influyen, de manera directa, en la oferta y demanda de un bien o servicio. El proyecto de inversión, en definitiva, es un plan al que se le asigna capital e insumos materiales, humanos y técnicos. Su objetivo es generar un beneficio a un determinado plazo. Para esto, será necesario inmovilizar recursos a largo plazo.

Las etapas del proyecto de inversión implican la identificación de una idea, factibilidad del proyecto, la decisión de invertir, la administración de la inversión y la evaluación de los resultados.

2.2. Riesgo

En finanzas, el concepto de riesgo está relacionado con la posibilidad de que ocurra un evento que se traduzca en pérdidas para los participantes en los mercados financieros, como pueden ser inversionistas, deudores o entidades financieras. El riesgo es producto de la incertidumbre que existe sobre el valor de la inversión, ante movimientos adversos de los factores que determinan su precio; a mayor incertidumbre mayor riesgo.

2.3. Riesgo en Proyectos de inversión

Existen factores fundamentales que han contribuido al desarrollo de la gestión, medición, y el control del riesgo financiero. Estos factores hacen evidente la necesidad y oportunidad que hay en la actualidad para tener un control permanente del riesgo en el cual se está incurriendo al realizar una inversión ya sea de corto o de largo plazo. El primer factor que ha llevado al crecimiento tan acelerado en el estudio del riesgo durante los últimos años es el alto nivel de inestabilidad económica en los mercados.

El segundo factor importante que ha estimulado el estudio del riesgo en los mercados financieros es el crecimiento de las actividades de negociación. Se ha evolucionado considerablemente en el desarrollo de numerosos tipos de instrumentos, los cuales han facilitado las transacciones sobre activos previamente ilíquidos. Los mercados de derivados financieros como las opciones, futuros, forwards y swaps, han tenido un crecimiento notable.

El tercer aspecto que ha permitido el estudio del riesgo en las finanzas es el referente a los avances en la tecnología, los cuales han facilitado no solo, obtener un mejor poder computacional, sino que también, se han mejorado las velocidades en el uso de técnicas computacionales. Se ha avanzado en la cultura de la información ya que las empresas han comenzado a tomar conciencia acerca de la importancia de tener bases de datos, esenciales para un posterior análisis de riesgo. Estos avances tecnológicos permiten obtener, de forma rápida, información fundamental para la toma de decisiones de inversión. Un manejo adecuado de estos factores, es determinante a la hora de hacer análisis de las inversiones.

En el Sector eléctrico, sobre todo en la parte de inversión estatal, es importante considerar que los recursos para desarrollar el proyecto provienen de recursos públicos, por lo que el análisis del riesgo de la inversión debe estar dirigido a precautelar los recursos y cumplir con el objetivo social de entregar energía eléctrica para el desarrollo y funcionamiento del país.

2.4. Riesgo Financiero

El riesgo financiero hace referencia a la incertidumbre asociada al rendimiento de inversión debido a la posibilidad de que la empresa no pueda hacer frente a sus obligaciones financieras (principalmente, al pago de los intereses y la amortización de las deudas). Es decir, el riesgo financiero es debido a un único factor: las obligaciones financieras fijas en las que se incurre. Cuanto mayor sea la suma de dinero que una organización pública o privada debe en relación con su tamaño, y cuando más alta sea la tasa de interés que debe pagar por ella, con mayor probabilidad la suma de interés y amortización del principal llegará a ser un problema para la empresa y con mayor probabilidad el valor del mercado de sus inversiones fluctuará.

2.5. Variables Internas y externas de un proyecto de generación eléctrica.

2.5.1. Variables endógenas o internas de un proyecto de generación eléctrica

Son aquellas variables que pertenecen directamente al proyecto de inversión o a la empresa y que tiene control directo por ella misma o sus administradores. Pueden ser manipuladas o estimadas de acuerdo al comportamiento de las variables externas y son impactadas por éstas últimas. Estas son:

- Ingresos.- La capacidad instalada en MWh a ser vendida al Mercado por cada mes multiplicada por el valor de sus contratos regulados
- Otros ingresos.- Valores por otros servicios.
- Gastos.- Gastos por Administración Operación y Mantenimiento

- Nivel de financiación.- De acuerdo al origen de sus recursos, pueden ser públicos o privados.
- Nivel de Inversión.- Capacidad de invertir de acuerdo al Plan de Expansión.
- Rotación de cuentas por cobrar.- El cobro a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Rotación de cuentas por pagar.- Relacionada directamente con el cobro a las Empresas de Distribución, encargadas de cobrar al consumidor final los recursos de todo el sector eléctrico y canalizarlos mediante los Fideicomisos de recaudación y pagos.
- Tasa de ganancia para determinar el precio del producto, servicio o comercialización.- De acuerdo al estudio de costos realizado por el CONELEC.
- Distribución de utilidades.- Para el caso de las empresas de generación privadas.
- Niveles mínimo de caja para operar.- Estos niveles se presentan en el estudio de costos del CONELEC y se ven reflejados en los pliegos tarifarios.

2.5.2. Variables exógenas o externas de un proyecto.

Son aquellas variables que no tienen control por parte de la empresa ni sus administradores y que influyen o afectan un proyecto de inversión, y/o el comportamiento general de una empresa. Son de índole Macroeconómico y Microeconómico. Las más conocidas son:

- Las tasas de interés.- Como en todos los sectores, la tasa de interés afecta en los recursos depositados o créditos adquiridos en la Banca.
- Tasa de inflación.- Afecta directamente con la planificación anual de cada empresa, ya sea pública o privada.
- Niveles de inversión (por parte del estado, particulares locales y extranjeros).- Para las empresas públicas, depende de los planes de inversión del Gobierno Central.
- Tasa crecimiento sectorial.- El crecimiento del sector está relacionado con el plan del Gobierno Nacional, si esta tasa basta para cubrir la demanda del país, una inversión extra no sería necesaria.
- Tasa de impuestos.- Se debe considerar la carga tributaria en el proyecto de inversión.
- Riesgo de inversión en el sector (Beta).
- Riesgo de inversión en el país.- Este riesgo se lo considera para inversiones privadas.
- Condiciones climáticas.- La hidrología es fundamental para el funcionamiento de las empresas de generación hidráulica, mismas que son las principales generadoras de energía.

2.6. Simulación en proyectos de inversión

El objetivo de la simulación, es generar escenarios a través de métodos repetitivos, que permitan cuantificar el efecto de cambios en los factores de las variables exógenas y endógenas sobre el valor que toman variables de salida o de resultado.

Para el desarrollo de esta investigación se va a utilizar el método de simulación Monte Carlo que consiste en generar de manera aleatoria, escenarios de ocurrencia de los factores de riesgo que afectan el valor de la inversión. Una vez generados los escenarios, se evalúa la inversión con los valores de factores de riesgo asociados a cada escenario y se obtienen las pérdidas o ganancias asociadas a cada uno, como la diferencia entre su valor actual y el que corresponde al escenario. Así, se obtiene la distribución de probabilidades de pérdidas o ganancias y el VAR, como el cuantil de la distribución correspondiente al nivel de confianza escogido. Además de que es aplicable a instrumentos no lineales, lo que se busca es incorporar escenarios que pudieran ocurrir, aunque nunca se hayan observado antes; ni siquiera algunos parecidos. Las limitaciones de la técnica son, en primer lugar, que se requieren supuestos sobre las distribuciones de probabilidad que caracterizan el comportamiento de los factores de riesgo, así como sus correlaciones entre sí, lo cual puede conducir a generar escenarios incongruentes con el comportamiento real de los mercados, aún en condiciones de crisis. En segundo lugar, la demanda sobre los recursos de cálculo, para generar un número suficientemente grande de escenarios que dé confiabilidad estadística a los resultados, es considerable.

CAPITULO 3: Herramientas para valoración y análisis de riesgos en proyectos de inversión.

El inversionista tiene la opción de utilizar una serie de herramientas que debe conocer y valorar a la hora de tomar decisiones, con la cual acepte o rechace realizar la inversión.

Se va a realizar un breve repaso de los métodos a utilizar en esta investigación y sus características principales, así como su aplicación al sector eléctrico.

3.1. Técnicas de valoración

3.1.1. VAN

El Valor Actual Neto es una medida de resultados de los flujos de caja de un proyecto llevado al valor presente, considerando el valor del dinero en el tiempo. En términos matemáticos es la suma de los flujos esperados multiplicados por la tasa de retorno de inversión menos la inversión inicial, el resultado representa las posibles pérdidas o ganancias del proyecto expresado en unidades monetarias.

En el sector eléctrico, una vez que la central de generación entre en operación, los flujos esperados dependerán de su disponibilidad al momento de realizar el despacho diario y a las condiciones hidrológicas del país, por lo que la clave de la correcta aplicación del VAN está en la tasa de interés considerada, se puede tomar la tasa de retorno de inversión obtenida de un mercado financiero de riesgo similar.

Si el VAN es mayor a cero, quiere decir que la inversión deja ganancias. Si es igual a cero, entonces se está en el punto de equilibrio y no se producirán pérdidas ni ganancias. Si el VAN es menor que cero, la inversión va a dar como resultado pérdidas.

3.1.2. TIR

La Tasa Interna de Retorno es la tasa que iguala el VAN a cero. La evaluación de los proyectos de inversión cuando se hace con base en la Tasa Interna de Retorno, toman como referencia la tasa de descuento. Si la Tasa Interna de Retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo. Por el contrario, si la Tasa Interna de Retorno es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido.

Para obtener la TIR se utiliza la siguiente expresión matemática:

Fórmula 3.1. Fórmula TIR

$$VAN = \left(\frac{FE_1}{(1+K)^1} \right) + \left(\frac{FE_2}{(1+K)^2} \right) + \dots + \left(\frac{FE_N}{(1+K)^N} \right) - Inversión$$

FE: Flujos Netos de efectivo; k=valores porcentuales

Existen varios métodos para calcular la TIR, que consisten básicamente en modificar la tasa utilizada (K), en la ecuación expuesta anteriormente, hasta que el resultado de la operación de cero, cuando esto sucede, el valor de K corresponderá a la Tasa Interna de Retorno. Igual que el VAN, el valor obtenido con los cálculos mencionados, no

presentan su probabilidad de ocurrencia, por esta razón para la investigación se utiliza la simulación Monte Carlo.

3.1.3. Valoración de proyectos de acuerdo al esquema de prelación

En el capítulo uno se explicó cómo funciona el Mercado Eléctrico Mayorista, mostrando a los esquemas de prelación como la principal norma para el cubrimiento de las obligaciones generadas por la compra y venta de energía. Este esquema de prelación influye en el riesgo de invertir en el sector, mismo que varía de acuerdo al tipo de generación eléctrica que la empresa ofrezca al mercado.

3.1.3.1. Saldos por prelación.

Para entender cómo afecta en el riesgo de la inversión la ubicación de cada empresa dentro del esquema de prelación, a continuación se presenta la facturación y saldos por cada prelación para el año 2011 con corte al 31 de enero de 2012, para posteriormente calcular el VAN comparando la facturación como flujo de efectivo versus el cobro real.

A continuación la facturación detallada por mes y prelación durante el año 2011:

Tabla 3.2. Facturación mensual por prelación año 2011

Facturación (MUSS) Año 2011													
PRELACION	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
P4	343,9	1.843,0	7.439,8	13.932,9	17.746,1	0,0	18.603,4	0,0	4.206,1	3.254,7	6.694,2	0,0	74.064,2
P3A	6.691.156,8	6.974.743,6	7.736.740,3	7.917.832,4	7.921.849,8	8.240.361,9	8.632.472,1	9.080.852,7	9.123.309,7	9.040.807,3	9.012.076,0	8.661.140,5	99.033.343,1
P3B	1.840.332,2	1.869.885,3	1.897.363,7	1.880.265,3	1.884.038,5	1.839.461,9	1.799.178,6	1.780.955,2	1.825.136,6	1.820.815,2	1.875.772,0	1.431.046,0	21.744.250,4
P2G	1.487.854,2	1.471.519,3	1.212.592,2	1.752.246,8	2.156.456,9	2.140.102,3	2.301.074,7	1.755.364,5	1.928.580,8	1.525.220,1	1.221.626,8	1.905.449,4	20.858.088,0
P2F	11.864.845,0	20.933.611,7	17.520.148,5	17.953.966,6	18.388.629,2	19.137.772,5	19.676.889,5	20.266.956,7	20.378.057,3	20.222.067,4	20.180.675,9	19.425.617,0	225.949.237,5
P2Eb	3.278.078,1	2.822.591,8	3.430.066,3	3.723.753,9	3.038.254,3	3.305.658,9	2.755.453,0	4.620.362,0	3.794.684,8	5.131.298,9	5.705.584,7	4.543.270,9	46.149.057,8
P2Ea	12.739.721,6	12.631.270,8	18.651.515,0	13.124.477,4	10.682.005,2	11.336.734,4	8.690.481,4	15.843.711,8	12.133.864,3	16.588.414,9	18.181.494,2	13.824.153,9	164.427.844,7
P2D	6.986.136,5	6.958.408,5	7.298.351,7	6.924.806,9	6.440.843,3	4.341.851,9	4.119.686,2	4.660.893,4	4.493.852,5	4.578.492,1	4.744.635,3	4.452.590,8	66.000.549,2
P2Cb	3.759.223,4	3.534.910,3	4.306.181,8	3.120.485,9	2.835.373,0	1.810.158,4	1.702.048,1	3.771.284,2	2.451.105,9	3.359.092,3	3.387.772,3	2.368.598,3	36.406.234,0
P2Ca	9.492.921,3	10.516.093,0	12.402.207,0	7.853.067,4	6.126.266,6	1.698.800,5	1.251.158,5	7.177.719,2	2.736.139,1	6.239.615,5	5.604.785,9	2.894.016,5	73.992.790,4
P2B	0,0	0,0	0,0	0,0	658,9	639.037,2	2.149.547,9	2.617.223,0	2.507.652,5	2.407.272,2	2.395.105,0	1.262.566,0	13.979.062,8
P1	3.114.408,3	3.164.421,2	3.210.923,1	3.181.987,4	3.188.372,8	3.112.935,6	3.044.763,8	3.013.924,2	3.088.692,7	3.081.379,6	3.174.383,3	2.421.770,2	36.797.962,3
Total	61.255.021,2	70.879.298,6	77.673.529,4	67.446.822,8	62.680.494,8	57.602.875,5	56.141.357,3	74.589.246,8	64.465.282,4	73.997.730,3	75.490.605,8	63.190.219,5	805.412.484,3

Fuente: Centro Nacional de Control de Energía - CNACE

Fuente: Centro Nacional de Control de Energía - CENACE

Con el detalle de facturación se observa que la participación de cada empresa varía de acuerdo a la ubicación en el esquema de prelación, a continuación un cuadro de facturación, pagos, saldos, e indicador de cobro:

Tabla 3.3. Facturación, pago y saldo al 31 de diciembre de 2011

PERIODO AÑO 2011				
PRELACION	FACTURADO	PAGO	SALDO	INDICADOR COBRO
P1	36.797.962,29	31.201.808,78	5.596.153,50	84,79%
P2B	13.979.062,78	10.321.391,78	3.657.671,00	73,83%
P2Ca	73.992.790,37	61.606.424,68	12.386.365,68	83,26%
P2Cb	36.406.233,98	30.423.253,15	5.982.980,83	83,57%
P2D	66.000.549,22	54.135.361,91	11.865.187,31	82,02%
P2Ea	164.427.844,70	131.481.110,00	32.946.734,70	79,96%
P2Eb	46.149.057,82	35.251.638,05	10.897.419,77	76,39%
P2F	225.949.237,49	156.532.104,54	69.417.132,95	69,28%
P2G	20.858.087,96	13.221.265,90	7.636.822,06	63,39%
P3A	99.033.343,10	44.799.315,16	54.234.027,94	45,24%
P3B	21.744.250,44	11.195.782,42	10.548.468,02	51,49%
P4	74.064,18	50.132,76	23.931,42	67,69%
TOTAL	805.412.484,34	580.219.589,13	225.192.895,21	

Los indicadores de recaudación son mayores para las prelacións iniciales, mientras más se avanza en el análisis se puede observar que los porcentajes disminuyen.

3.1.3.2. Análisis de escenarios

Para realizar el ejercicio se considera cada mes como un periodo y los datos mensuales se traen a valor presente, considerando una tasa de 7% y una inversión inicial de 40% del total anual, en el siguiente cuadro se calcula el VAN con la metodología expuesta:

Tabla 3.4. Van Facturación datos año 2011

PERIODO AÑO 2011 DATOS FACTURACIÓN			
PRELACION	FACTURADO	VAN	% VAN
P1	36.797.962,29	9.831.684,04	26,72%
P2B	13.979.062,78	1.982.763,67	14,18%
P2Ca	73.992.790,37	23.639.434,82	31,95%
P2Cb	36.406.233,98	10.118.719,82	27,79%
P2D	66.000.549,22	19.213.738,67	29,11%
P2Ea	164.427.844,70	42.017.738,26	25,55%
P2Eb	46.149.057,82	10.884.634,14	23,59%
P2F	225.949.237,49	56.481.389,85	25,00%
P2G	20.858.087,96	5.328.171,22	25,54%
P3A	99.033.343,10	24.573.718,17	24,81%
P3B	21.744.250,44	5.809.631,48	26,72%
P4	74.064,18	20.368,69	27,50%
TOTAL	805.412.484,34	209.901.992,84	

Nota: % VAN corresponde a la comparación del VAN con lo FACTURADO

Para todos los casos, el VAN es positivo, por lo que con este ejercicio la inversión sería aceptada sin importar la ubicación de la empresa dentro del esquema de prelaaciones. A continuación, se realiza el mismo ejercicio pero considerando los saldos al 31 de diciembre de 2011:

Tabla 3.5. Van Saldos datos año 2011

PERIODO AÑO 2011 DATOS SALDOS			
PRELACION	FACTURADO	VAN	% VAN
P1	36.797.962,29	9.486.723,87	25,78%
P2B	13.979.062,78	1.747.340,53	12,50%
P2Ca	73.992.790,37	21.762.556,22	29,41%
P2Cb	36.406.233,98	9.682.619,34	26,60%
P2D	66.000.549,22	17.756.215,64	26,90%
P2Ea	164.427.844,70	39.779.017,34	24,19%
P2Eb	46.149.057,82	9.996.382,04	21,66%
P2F	225.949.237,49	45.291.277,25	20,04%
P2G	20.858.087,96	3.974.448,61	19,05%
P3A	99.033.343,10	13.181.315,11	13,31%
P3B	21.744.250,44	3.531.405,26	16,24%
P4	74.064,18	14.440,41	19,50%
TOTAL	805.412.484,34	176.203.741,64	

Nota: % VAN corresponde a la comparación del VAN con lo FACTURADO

Igualmente todos los VAN son positivos, sin embargo se realiza esta simulación para observar si la ubicación dentro del esquema de prelaaciones afecta el riesgo de cada

empresa, para lo cual se compara el % de la relación VAN Facturado Anual contra el VAN calculado del Saldo, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 3.6. Comparativa VAN Facturación - Saldos datos año 2011

COMPARATIVO VAN FACTURADO - VAN SALDOS			
PRELACION	FACTURADO	SALDO	DIFERENCIA
P1	26,72%	25,78%	0,94%
P2B	14,18%	12,50%	1,68%
P2Ca	31,95%	29,41%	2,54%
P2Cb	27,79%	26,60%	1,20%
P2D	29,11%	26,90%	2,21%
P2Ea	25,55%	24,19%	1,36%
P2Eb	23,59%	21,66%	1,92%
P2F	25,00%	20,04%	4,95%
P2G	25,54%	19,05%	6,49%
P3A	24,81%	13,31%	11,50%
P3B	26,72%	16,24%	10,48%
P4	27,50%	19,50%	8,00%

En el cuadro comparativo al realizar una diferencia, se observa que mientras más arriba se encuentra la empresa dentro del esquema de prelaciones, menor es el riesgo, para lo cual se debe considerar que las primeras prelaciones corresponden a las empresas de constitución accionaria privada.

3.1.3.3. Ventajas y desventajas de cada prelación.

Prelación 1 (COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA TRANSMISIÓN).- Al ser la primera prelación, su riesgo es menor, sus recursos son destinados a los costos de administración operación y mantenimiento del sistema de transmisión eléctrica administrado por CELEC EP – Unidad de Negocio Transelectric. Es una empresa pública por lo que la inversión está relacionada a los planes del gobierno y no a la obtención de rentabilidad financiera.

Prelación 2B (GENERACIÓN NO CONVENCIONAL).- Este tipo de generación es el resultado del aprovechamiento de los residuos de la elaboración de azúcar por parte de los ingenios azucareros. Su aporte energético al país es bajo por lo que los recursos que ingresan al sector por recaudación a consumidor final alcanzan a cubrir su facturación.

Prelación 2Ca (EP PETROECUADOR - COSTOS VARIABLES GENERACIÓN PRIVADA CON CONTRATOS).- En esta prelación se cancela el combustible comprado a EP Petroecuador y consumido para generación eléctrica por parte de las generadoras privadas. Los fideicomisos cancelan directamente a EP Petroecuador. En caso que los recursos no alcancen para cubrir esta prelación se aplica el convenio de combustibles en el cual el Ministerio de Finanzas cancela la deuda a EP Petroecuador, lo cual garantiza el pago de esta prelación.

Prelación 2Cb – 2D.- El esquema de prelación vigente fue creado para garantizar el pago a las empresas de generación privada, considerando su facturación vs la recaudación de las empresas de distribución, los montos son cubiertos en su totalidad, sin embargo por el esquema de pagos, los recursos demoran en llegar.

Prelación 2Ea EP PETROECUADOR – (COSTOS VARIABLES GENERACIÓN TÉRMICA ESTATAL).- Al existir el Convenio de Combustibles suscrito con EP Petroecuador, se garantiza el pago de esta prelación, sin embargo que este tipo de generación es la más cara, depende mucho las condiciones climáticas para puesta en operación, mientras menos generación térmica se produzca, menor es el costo de la energía.

Prelación 2Eb GENERACIÓN – (COSTOS VARIABLES GENERACIÓN TÉRMICA ESTATAL).- Se reconoce la diferencia entre el total de Costos Variables y lo cancelado a EP PETROECUADOR, esto incluye el componente de lubricantes, químicos, mantenimientos, etc de los costos variables de los contratos regulados de las generadoras del Estado con la distribución. Se reconoce la diferencia entre la totalidad de la factura de la generación no escindida y el pago realizado a EP PETROECUADOR por el componente de combustible. El pago se realiza a cada generadora. De no ser suficientes los recursos se paga en forma proporcional al monto correspondiente a cada generador.

Prelación 2F a Prelación 6 – Todas corresponden a generación estatal, los montos de facturación que se presente en estas prelaciones, depende de las condiciones climáticas del país, en caso de que exista mayor generación hidráulica los recursos alcanzarán a cubrir más prelaciones, en caso de que la generación térmica sea mayor los recursos no serán suficientes y las prelaciones que están al final del esquema quedarán pendientes hasta que se entreguen recursos por parte del Estado para cubrir las mismas.

3.2. Técnicas de análisis de riesgos

3.2.1. Análisis de escenarios

“El análisis de escenarios suele ser el preferido en entornos gerenciales pues muestra escenarios con cambios simultáneos. Lo usual es construir tres escenarios: pesimista, optimista y más probable. El último escenario es el que generalmente se ha construido en un inicio y corresponde al modelo inicial o caso base.”¹²

¹² Herrera, Eduardo, *Riesgos en Proyectos de Inversión*, Quito, Propio autor, 2011.

Para el Sector Eléctrico el despacho operativo esta dado en base a la hidrología del país. Esta información se obtiene del plan anual de operación realizado por la Dirección de Planeamiento del Centro Nacional de Control de Energía, donde se generan 50 escenarios y son publicados 3, denominados 10% probabilidad, Promedio, 90% probabilidad.

Todas las centrales de generación tienen su potencia efectiva, lo que significa su capacidad máxima de generación instalada, que multiplicado por el costo de la energía, sería el máximo valor esperado a recibir. Utilizando esta información podemos realizar los 3 escenarios mencionados.

Debido a que existen aproximadamente 215 unidades de generación, para realizar el análisis de escenarios se va a tomar una unidad por cada tipo de generación, es decir, no convencional, privada térmica, privada hidráulica, estatal térmica, estatal hidráulica.

Para plantear los escenarios se realiza un cálculo de la inversión estimada para cada tipo de generación, considerando la cantidad de MWh que se esperan generar y los costos internacionales referenciales para inversiones de generación eléctrica. Con este planteamiento los resultados son:

Tabla 3.7. Valores inversión por tipo de generación

TIPO GENERADORA	POTENCIA (kWh)	INVERSION APROX. (USD)
Térmica Estatal	254400	57.400.000,00
Hidráulica Estatal	1100000	2.675.321.951,00
No Convencional	6100	7.320.000,00
Términa Privada	150000	147.098.000,00
Hidráulica Privada	15000	44.900.000,00

Estos datos se van a considerar como inversión inicial para los cálculos en cada escenario.

Escenario 10% probabilidad:

a) Flujos de efectivo:

Tabla 3.8. Flujos de efectivo escenario 10% probabilidad

Flujos de Efectivo (Millones de USD)											
Tipo de generación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Térmica Estatal	(57,40)	2,08	2,39	2,75	3,16	3,63	4,18	4,80	5,52	6,35	7,31
Hidráulica Estatal	(2.675,32)	54,31	62,46	71,83	82,60	94,99	109,24	125,63	144,47	166,15	191,07
No Convencional	(7,32)	0,27	0,31	0,36	0,41	0,48	0,55	0,63	0,72	0,83	0,96
Términa Privada	(147,10)	1,44	1,66	1,91	2,19	2,52	2,90	3,34	3,84	4,41	5,08
Hidráulica Privada	(44,90)	0,87	1,00	1,15	1,32	1,52	1,74	2,00	2,30	2,65	3,05
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	8,40	9,66	11,11	12,78	14,69	16,90	19,43	22,35	25,70	29,55	
	219,73	252,69	290,59	334,18	384,31	441,95	508,24	584,48	672,15	772,98	
	1,10	1,26	1,45	1,67	1,92	2,21	2,54	2,93	3,36	3,87	
	5,84	6,71	7,72	8,88	10,21	11,74	13,50	15,53	17,85	20,53	
	3,50	4,03	4,64	5,33	6,13	7,05	8,11	9,32	10,72	12,33	
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
	33,99	39,08	44,95	51,69	59,44	68,36	78,61	90,40	103,96	119,56	
	888,92	1.022,26	1.175,60	1.351,94	1.554,73	1.787,94	2.056,13	2.364,55	2.719,23	3.127,12	
	4,45	5,12	5,88	6,77	7,78	8,95	10,29	11,84	13,61	15,65	
	23,61	27,15	31,23	35,91	41,30	47,49	54,62	62,81	72,23	83,07	
	14,18	16,31	18,75	21,56	24,80	28,52	32,80	37,72	43,37	49,88	

b) Periodo de recuperación de la inversión (PR)

Tabla 3.9. Flujos de efectivo acumulado escenario 10% probabilidad

Flujos de Efectivo Acumulado (Millones de USD)											
Tipo de generación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Térmica Estatal	(57,40)	(55,32)	(52,94)	(50,19)	(47,03)	(43,40)	(39,22)	(34,42)	(28,90)	(22,54)	(15,24)
Hidráulica Estatal	(2.675,32)	(2.621,01)	(2.558,55)	(2.486,72)	(2.404,11)	(2.309,12)	(2.199,88)	(2.074,25)	(1.929,77)	(1.763,63)	(1.572,56)
No Convencional	(7,32)	(7,05)	(6,74)	(6,38)	(5,96)	(5,49)	(4,94)	(4,31)	(3,59)	(2,76)	(1,80)
Términa Privada	(147,10)	(145,66)	(144,00)	(142,09)	(139,89)	(137,37)	(134,47)	(131,13)	(127,29)	(122,88)	(117,81)
Hidráulica Privada	(44,90)	(44,03)	(43,04)	(41,89)	(40,57)	(39,06)	(37,32)	(35,31)	(33,01)	(30,36)	(27,31)
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	(6,84)	2,82	13,93	26,71	41,40	58,30	77,73	100,08	125,78	155,33	
	(1.352,83)	(1.100,14)	(809,55)	(475,37)	(91,07)	350,88	859,13	1.443,61	2.115,76	2.888,74	
	(0,70)	0,56	2,02	3,69	5,62	7,83	10,37	13,30	16,66	20,53	
	(111,97)	(105,26)	(97,54)	(88,66)	(78,45)	(66,71)	(53,21)	(37,69)	(19,83)	0,70	
	(23,81)	(19,77)	(15,14)	(9,81)	(3,68)	3,37	11,48	20,80	31,52	43,85	
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
	189,31	228,40	273,35	325,03	384,47	452,83	531,44	621,85	725,81	845,37	
	3.777,66	4.799,92	5.975,52	7.327,46	8.882,19	10.670,13	12.726,26	15.090,82	17.810,05	20.937,17	
	24,98	30,10	35,98	42,75	50,53	59,48	69,78	81,61	95,22	110,88	
	24,31	51,47	82,70	118,61	159,91	207,40	262,02	324,83	397,06	480,12	
	58,03	74,34	93,09	114,65	139,45	167,97	200,77	238,48	281,86	331,74	

c) Periodo de recuperación descontado (PRD)

Tabla 3.10. Valor actual flujos futuros escenario 10% probabilidad

Valor actual flujos futuros (Millones de USD)											
Tipo de generación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Térmica Estatal	(57,40)	\$ 1,85	\$ 1,90	\$ 1,95	\$ 2,01	\$ 2,06	\$ 2,12	\$ 2,17	\$ 2,23	\$ 2,29	\$ 2,35
Hidráulica Estatal	(2.675,32)	\$ 48,49	\$ 49,79	\$ 51,13	\$ 52,50	\$ 53,90	\$ 55,35	\$ 56,83	\$ 58,35	\$ 59,91	\$ 61,52
No Convencional	(7,32)	\$ 0,24	\$ 0,25	\$ 0,26	\$ 0,26	\$ 0,27	\$ 0,28	\$ 0,28	\$ 0,29	\$ 0,30	\$ 0,31
Términa Privada	(147,10)	\$ 1,29	\$ 1,32	\$ 1,36	\$ 1,39	\$ 1,43	\$ 1,47	\$ 1,51	\$ 1,55	\$ 1,59	\$ 1,63
Hidráulica Privada	(44,90)	\$ 0,77	\$ 0,79	\$ 0,82	\$ 0,84	\$ 0,86	\$ 0,88	\$ 0,91	\$ 0,93	\$ 0,96	\$ 0,98
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		\$ 2,42	\$ 2,48	\$ 2,55	\$ 2,61	\$ 2,68	\$ 2,76	\$ 2,83	\$ 2,91	\$ 2,98	\$ 3,06
		\$ 63,17	\$ 64,86	\$ 66,60	\$ 68,38	\$ 70,21	\$ 72,09	\$ 74,02	\$ 76,01	\$ 78,04	\$ 80,13
		\$ 0,32	\$ 0,32	\$ 0,33	\$ 0,34	\$ 0,35	\$ 0,36	\$ 0,37	\$ 0,38	\$ 0,39	\$ 0,40
		\$ 1,68	\$ 1,72	\$ 1,77	\$ 1,82	\$ 1,87	\$ 1,91	\$ 1,97	\$ 2,02	\$ 2,07	\$ 2,13
		\$ 1,01	\$ 1,03	\$ 1,06	\$ 1,09	\$ 1,12	\$ 1,15	\$ 1,18	\$ 1,21	\$ 1,24	\$ 1,28
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
		\$ 3,15	\$ 3,23	\$ 3,32	\$ 3,41	\$ 3,50	\$ 3,59	\$ 3,69	\$ 3,79	\$ 3,89	\$ 3,99
		\$ 82,28	\$ 84,48	\$ 86,75	\$ 89,07	\$ 91,45	\$ 93,90	\$ 96,42	\$ 99,00	\$ 101,65	\$ 104,38
		\$ 0,41	\$ 0,42	\$ 0,43	\$ 0,45	\$ 0,46	\$ 0,47	\$ 0,48	\$ 0,50	\$ 0,51	\$ 0,52
		\$ 2,19	\$ 2,24	\$ 2,30	\$ 2,37	\$ 2,43	\$ 2,49	\$ 2,56	\$ 2,63	\$ 2,70	\$ 2,77
		\$ 1,31	\$ 1,35	\$ 1,38	\$ 1,42	\$ 1,46	\$ 1,50	\$ 1,54	\$ 1,58	\$ 1,62	\$ 1,66

Tabla 3.11. VA acumulados escenario 10% probabilidad

VA acumulados (Millones de USD)											
Tipo de generación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Térmica Estatal	(57,40)	(\$ 55,55)	(\$ 53,64)	(\$ 51,69)	(\$ 49,68)	(\$ 47,62)	(\$ 45,50)	(\$ 43,33)	(\$ 41,10)	(\$ 38,81)	(\$ 36,46)
Hidráulica Estatal	(2.675,32)	(\$ 2.626,83)	(\$ 2.577,03)	(\$ 2.525,91)	(\$ 2.473,41)	(\$ 2.419,51)	(\$ 2.364,16)	(\$ 2.307,33)	(\$ 2.248,98)	(\$ 2.189,07)	(\$ 2.127,55)
No Convencional	(7,32)	(\$ 7,08)	(\$ 6,83)	(\$ 6,57)	(\$ 6,31)	(\$ 6,04)	(\$ 5,76)	(\$ 5,48)	(\$ 5,19)	(\$ 4,89)	(\$ 4,58)
Términa Privada	(147,10)	(\$ 145,81)	(\$ 144,49)	(\$ 143,13)	(\$ 141,73)	(\$ 140,30)	(\$ 138,83)	(\$ 137,32)	(\$ 135,77)	(\$ 134,18)	(\$ 132,55)
Hidráulica Privada	(44,90)	(\$ 44,13)	(\$ 43,33)	(\$ 42,52)	(\$ 41,68)	(\$ 40,82)	(\$ 39,94)	(\$ 39,03)	(\$ 38,10)	(\$ 37,14)	(\$ 36,16)
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		(\$ 34,04)	(\$ 31,56)	(\$ 29,02)	(\$ 26,40)	(\$ 23,72)	(\$ 20,96)	(\$ 18,13)	(\$ 15,23)	(\$ 12,24)	(\$ 9,18)
		(\$ 2.064,38)	(\$ 1.999,53)	(\$ 1.932,93)	(\$ 1.864,55)	(\$ 1.794,34)	(\$ 1.722,25)	(\$ 1.648,22)	(\$ 1.572,22)	(\$ 1.494,18)	(\$ 1.414,05)
		(\$ 4,26)	(\$ 3,94)	(\$ 3,60)	(\$ 3,26)	(\$ 2,91)	(\$ 2,55)	(\$ 2,18)	(\$ 1,80)	(\$ 1,41)	(\$ 1,01)
		(\$ 130,87)	(\$ 129,15)	(\$ 127,38)	(\$ 125,56)	(\$ 123,70)	(\$ 121,78)	(\$ 119,82)	(\$ 117,80)	(\$ 115,72)	(\$ 113,59)
		(\$ 35,16)	(\$ 34,12)	(\$ 33,06)	(\$ 31,97)	(\$ 30,85)	(\$ 29,70)	(\$ 28,52)	(\$ 27,30)	(\$ 26,06)	(\$ 24,78)
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
		(\$ 6,03)	(\$ 2,80)	\$ 0,51	\$ 3,92	\$ 7,42	\$ 11,01	\$ 14,69	\$ 18,48	\$ 22,36	\$ 26,35
		(\$ 1.331,77)	(\$ 1.247,28)	(\$ 1.160,54)	(\$ 1.071,47)	(\$ 980,02)	(\$ 886,11)	(\$ 789,69)	(\$ 690,69)	(\$ 589,04)	(\$ 484,66)
		(\$ 0,59)	(\$ 0,17)	\$ 0,26	\$ 0,71	\$ 1,17	\$ 1,64	\$ 2,12	\$ 2,61	\$ 3,12	\$ 3,65
		(\$ 111,41)	(\$ 109,16)	(\$ 106,86)	(\$ 104,49)	(\$ 102,07)	(\$ 99,57)	(\$ 97,01)	(\$ 94,38)	(\$ 91,68)	(\$ 88,91)
		(\$ 23,47)	(\$ 22,12)	(\$ 20,74)	(\$ 19,32)	(\$ 17,86)	(\$ 16,36)	(\$ 14,82)	(\$ 13,24)	(\$ 11,62)	(\$ 9,96)

d) Valores PR, PRD, VAN y TIR

Tabla 3.12. Resumen escenario 10% probabilidad

Tipo de generación	PR (años)	PRD (años)	VAN (MMUSD)	TIR (%)
Térmica Estatal	11	22	62	14,58%
Hidráulica Estatal	15	30	1.627	10,75%
No Convencional	11	22	8	14,77%
Términa Privada	19	30	43	6,70%
Hidráulica Privada	15	30	26	10,45%

Escenario medio:

a) Flujos de efectivo:

Tabla 3.13. Flujos de efectivo escenario medio

Flujos de Efectivo (Millones de USD)											
Tipo de generación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Térmica Estatal	(57,40)	5,77	6,63	7,63	8,77	10,08	11,60	13,34	15,34	17,64	20,28
Hidráulica Estatal	(2.675,32)	20,66	23,76	27,33	31,43	36,14	41,56	47,80	54,97	63,21	72,69
No Convencional	(7,32)	0,21	0,24	0,27	0,31	0,36	0,42	0,48	0,55	0,63	0,73
Términa Privada	(147,10)	4,63	5,33	6,13	7,05	8,11	9,32	10,72	12,33	14,18	16,30
Hidráulica Privada	(44,90)	0,47	0,54	0,62	0,72	0,83	0,95	1,09	1,26	1,45	1,66
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	23,33	26,82	30,85	35,47	40,80	46,92	53,95	62,05	71,35	82,06	
	83,60	96,14	110,56	127,14	146,22	168,15	193,37	222,38	255,73	294,09	
	0,84	0,96	1,11	1,27	1,46	1,68	1,93	2,22	2,56	2,94	
	18,75	21,56	24,79	28,51	32,79	37,71	43,37	49,87	57,35	65,96	
	1,91	2,20	2,53	2,91	3,34	3,85	4,42	5,09	5,85	6,73	
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
	94,36	108,52	124,80	143,51	165,04	189,80	218,27	251,01	288,66	331,96	
	338,21	388,94	447,28	514,37	591,52	680,25	782,29	899,63	1.034,58	1.189,76	
	3,38	3,89	4,47	5,14	5,92	6,80	7,82	9,00	10,35	11,90	
	75,85	87,23	100,31	115,36	132,66	152,56	175,44	201,76	232,02	266,83	
	7,73	8,89	10,23	11,76	13,53	15,56	17,89	20,57	23,66	27,21	

b) Periodo de recuperación de la inversión (PR)

Tabla 3.14. Flujos de efectivo acumulado escenario medio

Flujos de Efectivo Acumulado (Millones de USD)											
Tipo de generación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Térmica Estatal	(57,40)	(51,63)	(45,00)	(37,38)	(28,61)	(18,53)	(6,93)	6,41	21,74	39,38	59,66
Hidráulica Estatal	(2.675,32)	(2.654,66)	(2.630,89)	(2.603,56)	(2.572,14)	(2.535,99)	(2.494,43)	(2.446,63)	(2.391,66)	(2.328,45)	(2.255,76)
No Convencional	(7,32)	(7,11)	(6,88)	(6,60)	(6,29)	(5,93)	(5,51)	(5,03)	(4,48)	(3,85)	(3,12)
Términa Privada	(147,10)	(142,46)	(137,13)	(131,01)	(123,96)	(115,85)	(106,53)	(95,81)	(83,48)	(69,31)	(53,00)
Hidráulica Privada	(44,90)	(44,43)	(43,88)	(43,26)	(42,54)	(41,71)	(40,76)	(39,67)	(38,41)	(36,97)	(35,30)
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	82,99	109,81	140,66	176,13	216,93	263,85	317,80	379,84	451,20	533,25	
	(2.172,16)	(2.076,02)	(1.965,46)	(1.838,31)	(1.692,10)	(1.523,95)	(1.330,58)	(1.108,21)	(852,47)	(558,38)	
	(2,29)	(1,33)	(0,22)	1,05	2,51	4,20	6,13	8,35	10,91	13,85	
	(34,25)	(12,69)	12,10	40,62	73,41	111,12	154,48	204,35	261,71	327,66	
	(33,39)	(31,19)	(28,67)	(25,76)	(22,41)	(18,57)	(14,15)	(9,06)	(3,21)	3,51	
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
	627,61	736,13	860,93	1.004,44	1.169,48	1.359,28	1.577,55	1.828,56	2.117,22	2.449,18	
	(220,18)	168,76	616,04	1.130,40	1.721,93	2.402,18	3.184,47	4.084,10	5.118,68	6.308,44	
	17,23	21,12	25,60	30,74	36,66	43,46	51,29	60,28	70,63	82,53	
	403,51	490,74	591,05	706,40	839,06	991,62	1.167,06	1.368,82	1.600,84	1.867,67	
	11,25	20,14	30,37	42,13	55,66	71,22	89,11	109,68	133,34	160,55	

c) Periodo de recuperación descontado (PRD)

Tabla 3.15. Valor Actual flujos futuros escenario medio

Valor actual flujos futuros (Millones de USD)											
Tipo de generación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Térmica Estatal	(57,40)	\$ 5,15	\$ 5,29	\$ 5,43	\$ 5,57	\$ 5,72	\$ 5,88	\$ 6,03	\$ 6,19	\$ 6,36	\$ 6,53
Hidráulica Estatal	(2.675,32)	\$ 18,45	\$ 18,94	\$ 19,45	\$ 19,97	\$ 20,51	\$ 21,06	\$ 21,62	\$ 22,20	\$ 22,80	\$ 23,41
No Convencional	(7,32)	\$ 0,18	\$ 0,19	\$ 0,19	\$ 0,20	\$ 0,21	\$ 0,21	\$ 0,22	\$ 0,22	\$ 0,23	\$ 0,23
Términa Privada	(147,10)	\$ 4,14	\$ 4,25	\$ 4,36	\$ 4,48	\$ 4,60	\$ 4,72	\$ 4,85	\$ 4,98	\$ 5,11	\$ 5,25
Hidráulica Privada	(44,90)	\$ 0,42	\$ 0,43	\$ 0,44	\$ 0,46	\$ 0,47	\$ 0,48	\$ 0,49	\$ 0,51	\$ 0,52	\$ 0,54
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	\$ 6,71	\$ 6,89	\$ 7,07	\$ 7,26	\$ 7,45	\$ 7,65	\$ 7,86	\$ 8,07	\$ 8,28	\$ 8,51	
	\$ 24,03	\$ 24,68	\$ 25,34	\$ 26,02	\$ 26,71	\$ 27,43	\$ 28,16	\$ 28,92	\$ 29,69	\$ 30,49	
	\$ 0,24	\$ 0,25	\$ 0,25	\$ 0,26	\$ 0,27	\$ 0,27	\$ 0,28	\$ 0,29	\$ 0,30	\$ 0,30	
	\$ 5,39	\$ 5,53	\$ 5,68	\$ 5,83	\$ 5,99	\$ 6,15	\$ 6,32	\$ 6,49	\$ 6,66	\$ 6,84	
	\$ 0,55	\$ 0,56	\$ 0,58	\$ 0,59	\$ 0,61	\$ 0,63	\$ 0,64	\$ 0,66	\$ 0,68	\$ 0,70	
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
	\$ 8,73	\$ 8,97	\$ 9,21	\$ 9,46	\$ 9,71	\$ 9,97	\$ 10,24	\$ 10,51	\$ 10,79	\$ 11,08	
	\$ 31,30	\$ 32,14	\$ 33,00	\$ 33,89	\$ 34,80	\$ 35,73	\$ 36,68	\$ 37,67	\$ 38,68	\$ 39,71	
	\$ 0,31	\$ 0,32	\$ 0,33	\$ 0,34	\$ 0,35	\$ 0,36	\$ 0,37	\$ 0,38	\$ 0,39	\$ 0,40	
	\$ 7,02	\$ 7,21	\$ 7,40	\$ 7,60	\$ 7,80	\$ 8,01	\$ 8,23	\$ 8,45	\$ 8,67	\$ 8,91	
	\$ 0,72	\$ 0,74	\$ 0,75	\$ 0,77	\$ 0,80	\$ 0,82	\$ 0,84	\$ 0,86	\$ 0,88	\$ 0,91	

Tabla 3.16. VA acumulado escenario medio

VA acumulados (Millones de USD)											
Tipo de generación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Térmica Estatal	(57,40)	(\$ 52,25)	(\$ 46,97)	(\$ 41,54)	(\$ 35,97)	(\$ 30,24)	(\$ 24,37)	(\$ 18,34)	(\$ 12,14)	(\$ 5,78)	\$ 0,75
Hidráulica Estatal	(2.675,32)	(\$ 2.656,87)	(\$ 2.637,93)	(\$ 2.618,47)	(\$ 2.598,50)	(\$ 2.577,99)	(\$ 2.556,94)	(\$ 2.535,31)	(\$ 2.513,11)	(\$ 2.490,32)	(\$ 2.466,91)
No Convencional	(7,32)	(\$ 7,14)	(\$ 6,95)	(\$ 6,75)	(\$ 6,55)	(\$ 6,35)	(\$ 6,14)	(\$ 5,92)	(\$ 5,70)	(\$ 5,47)	(\$ 5,24)
Términa Privada	(147,10)	(\$ 142,96)	(\$ 138,71)	(\$ 134,35)	(\$ 129,87)	(\$ 125,27)	(\$ 120,55)	(\$ 115,70)	(\$ 110,72)	(\$ 105,61)	(\$ 100,36)
Hidráulica Privada	(44,90)	(\$ 44,48)	(\$ 44,04)	(\$ 43,60)	(\$ 43,14)	(\$ 42,67)	(\$ 42,19)	(\$ 41,70)	(\$ 41,19)	(\$ 40,67)	(\$ 40,13)
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		\$ 7,45	\$ 14,34	\$ 21,41	\$ 28,67	\$ 36,12	\$ 43,77	\$ 51,63	\$ 59,70	\$ 67,98	\$ 76,49
		(\$ 2.442,88)	(\$ 2.418,20)	(\$ 2.392,87)	(\$ 2.366,85)	(\$ 2.340,14)	(\$ 2.312,71)	(\$ 2.284,55)	(\$ 2.255,63)	(\$ 2.225,94)	(\$ 2.195,45)
		(\$ 5,00)	(\$ 4,75)	(\$ 4,50)	(\$ 4,23)	(\$ 3,97)	(\$ 3,69)	(\$ 3,41)	(\$ 3,12)	(\$ 2,83)	(\$ 2,52)
		(\$ 94,97)	(\$ 89,43)	(\$ 83,75)	(\$ 77,92)	(\$ 71,93)	(\$ 65,78)	(\$ 59,46)	(\$ 52,97)	(\$ 46,32)	(\$ 39,48)
		(\$ 39,58)	(\$ 39,02)	(\$ 38,44)	(\$ 37,85)	(\$ 37,23)	(\$ 36,61)	(\$ 35,96)	(\$ 35,30)	(\$ 34,62)	(\$ 33,93)
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
		\$ 85,22	\$ 94,19	\$ 103,40	\$ 112,86	\$ 122,56	\$ 132,53	\$ 142,77	\$ 153,28	\$ 164,07	\$ 175,15
		(\$ 2.164,14)	(\$ 2.132,00)	(\$ 2.099,00)	(\$ 2.065,11)	(\$ 2.030,31)	(\$ 1.994,59)	(\$ 1.957,90)	(\$ 1.920,24)	(\$ 1.881,56)	(\$ 1.841,85)
		(\$ 2,21)	(\$ 1,89)	(\$ 1,56)	(\$ 1,22)	(\$ 0,87)	(\$ 0,51)	(\$ 0,14)	\$ 0,23	\$ 0,62	\$ 1,02
		(\$ 32,46)	(\$ 25,25)	(\$ 17,85)	(\$ 10,25)	(\$ 2,44)	\$ 5,57	\$ 13,80	\$ 22,24	\$ 30,92	\$ 39,82
		(\$ 33,21)	(\$ 32,47)	(\$ 31,72)	(\$ 30,94)	(\$ 30,15)	(\$ 29,33)	(\$ 28,49)	(\$ 27,63)	(\$ 26,75)	(\$ 25,84)

d) Valores PR, PRD, VAN y TIR

Tabla 3.17. Resumen escenario medio

Tipo de generación	PR (años)	PRD (años)	VAN (MMUSD)	TIR (%)
Térmica Estatal	6	9	173	24,00%
Hidráulica Estatal	21	30	619	5,49%
No Convencional	13	27	6	12,85%
Términa Privada	12	25	139	13,60%
Hidráulica Privada	19	30	14	7,07%

Escenario 90% probabilidad:

a) Flujos de efectivo:

Tabla 3.18. Flujos de efectivo escenario 90% probabilidad

Flujos de Efectivo (Millones de USD)											
Tipo de generación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Térmica Estatal	(57,40)	4,64	5,33	6,13	7,05	8,11	9,33	10,73	12,34	14,19	16,32
Hidráulica Estatal	(2.675,32)	16,56	19,04	21,90	25,18	28,96	33,31	38,30	44,05	50,66	58,25
No Convencional	(7,32)	0,16	0,19	0,22	0,25	0,29	0,33	0,38	0,43	0,50	0,57
Término Privada	(147,10)	3,71	4,26	4,90	5,64	6,48	7,45	8,57	9,86	11,34	13,04
Hidráulica Privada	(44,90)	0,38	0,44	0,51	0,58	0,67	0,77	0,88	1,02	1,17	1,34
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	18,77	21,58	24,82	28,54	32,82	37,75	43,41	49,92	57,41	66,02	
	66,99	77,04	88,60	101,89	117,17	134,75	154,96	178,20	204,93	235,67	
	0,66	0,76	0,87	1,00	1,15	1,33	1,52	1,75	2,02	2,32	
	14,99	17,24	19,83	22,80	26,22	30,15	34,68	39,88	45,86	52,74	
	1,55	1,78	2,04	2,35	2,70	3,11	3,57	4,11	4,73	5,44	
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
	75,92	87,31	100,40	115,46	132,78	152,70	175,61	201,95	232,24	267,08	
	271,02	311,67	358,43	412,19	474,02	545,12	626,89	720,92	829,06	953,42	
	2,67	3,07	3,53	4,06	4,66	5,36	6,17	7,09	8,16	9,38	
	60,65	69,75	80,21	92,24	106,08	121,99	140,29	161,33	185,53	213,36	
	6,25	7,19	8,27	9,51	10,93	12,57	14,46	16,63	19,12	21,99	

b) Periodo de recuperación de la inversión (PR)

Tabla 3.19. Flujos de efectivo Acumulado escenario 90% probabilidad

Flujos de Efectivo Acumulado (Millones de USD)											
Tipo de generación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Térmica Estatal	(57,40)	(52,76)	(47,43)	(41,29)	(34,24)	(26,12)	(16,79)	(6,06)	6,27	20,46	36,78
Hidráulica Estatal	(2.675,32)	(2.658,76)	(2.639,72)	(2.617,82)	(2.592,63)	(2.563,67)	(2.530,36)	(2.492,06)	(2.448,01)	(2.397,36)	(2.339,10)
No Convencional	(7,32)	(7,16)	(6,97)	(6,75)	(6,51)	(6,22)	(5,89)	(5,52)	(5,08)	(4,58)	(4,01)
Término Privada	(147,10)	(143,39)	(139,13)	(134,23)	(128,59)	(122,11)	(114,66)	(106,09)	(96,23)	(84,89)	(71,86)
Hidráulica Privada	(44,90)	(44,52)	(44,08)	(43,57)	(42,99)	(42,33)	(41,56)	(40,67)	(39,66)	(38,49)	(37,15)
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	55,55	77,13	101,95	130,49	163,31	201,06	244,46	294,38	351,79	417,81	
	(2.272,11)	(2.195,07)	(2.106,47)	(2.004,58)	(1.887,41)	(1.752,67)	(1.597,71)	(1.419,51)	(1.214,58)	(978,91)	
	(3,35)	(2,59)	(1,72)	(0,72)	0,43	1,76	3,29	5,04	7,06	9,37	
	(56,87)	(39,62)	(19,80)	3,00	29,22	59,38	94,06	133,93	179,79	232,53	
	(35,60)	(33,82)	(31,78)	(29,43)	(26,73)	(23,62)	(20,05)	(15,94)	(11,21)	(5,78)	
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
	493,72	581,03	681,44	796,90	929,68	1.082,38	1.257,99	1.459,94	1.692,18	1.959,25	
	(707,89)	(396,21)	(37,79)	374,40	848,42	1.393,54	2.020,43	2.741,36	3.570,42	4.523,84	
	12,04	15,11	18,64	22,69	27,36	32,72	38,89	45,99	54,15	63,53	
	293,19	362,93	443,14	535,39	641,46	763,45	903,74	1.065,08	1.250,61	1.463,97	
	0,47	7,66	15,93	25,44	36,37	48,94	63,40	80,02	99,15	121,13	

c) Periodo de recuperación descontado (PRD)

Tabla 3.20. Valor Actual flujos futuros escenario 90% probabilidad

Valor actual flujos futuros (Millones de USD)											
Tipo de generación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Térmica Estatal	(57,40)	\$ 4,14	\$ 4,25	\$ 4,37	\$ 4,48	\$ 4,60	\$ 4,73	\$ 4,85	\$ 4,98	\$ 5,12	\$ 5,25
Hidráulica Estatal	(2.675,32)	\$ 14,79	\$ 15,18	\$ 15,59	\$ 16,01	\$ 16,43	\$ 16,87	\$ 17,33	\$ 17,79	\$ 18,27	\$ 18,76
No Convencional	(7,32)	\$ 0,15	\$ 0,15	\$ 0,15	\$ 0,16	\$ 0,16	\$ 0,17	\$ 0,17	\$ 0,18	\$ 0,18	\$ 0,18
Términa Privada	(147,10)	\$ 3,31	\$ 3,40	\$ 3,49	\$ 3,58	\$ 3,68	\$ 3,78	\$ 3,88	\$ 3,98	\$ 4,09	\$ 4,20
Hidráulica Privada	(44,90)	\$ 0,34	\$ 0,35	\$ 0,36	\$ 0,37	\$ 0,38	\$ 0,39	\$ 0,40	\$ 0,41	\$ 0,42	\$ 0,43
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	\$ 5,39	\$ 5,54	\$ 5,69	\$ 5,84	\$ 6,00	\$ 6,16	\$ 6,32	\$ 6,49	\$ 6,67	\$ 6,84	
	\$ 19,26	\$ 19,77	\$ 20,30	\$ 20,85	\$ 21,41	\$ 21,98	\$ 22,57	\$ 23,17	\$ 23,79	\$ 24,43	
	\$ 0,19	\$ 0,19	\$ 0,20	\$ 0,21	\$ 0,21	\$ 0,22	\$ 0,22	\$ 0,23	\$ 0,23	\$ 0,24	
	\$ 4,31	\$ 4,43	\$ 4,54	\$ 4,67	\$ 4,79	\$ 4,92	\$ 5,05	\$ 5,19	\$ 5,32	\$ 5,47	
	\$ 0,44	\$ 0,46	\$ 0,47	\$ 0,48	\$ 0,49	\$ 0,51	\$ 0,52	\$ 0,53	\$ 0,55	\$ 0,56	
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
	\$ 7,03	\$ 7,22	\$ 7,41	\$ 7,61	\$ 7,81	\$ 8,02	\$ 8,23	\$ 8,46	\$ 8,68	\$ 8,91	
	\$ 25,09	\$ 25,76	\$ 26,45	\$ 27,16	\$ 27,88	\$ 28,63	\$ 29,40	\$ 30,18	\$ 30,99	\$ 31,82	
	\$ 0,25	\$ 0,25	\$ 0,26	\$ 0,27	\$ 0,27	\$ 0,28	\$ 0,29	\$ 0,30	\$ 0,31	\$ 0,31	
	\$ 5,61	\$ 5,76	\$ 5,92	\$ 6,08	\$ 6,24	\$ 6,41	\$ 6,58	\$ 6,75	\$ 6,94	\$ 7,12	
	\$ 0,58	\$ 0,59	\$ 0,61	\$ 0,63	\$ 0,64	\$ 0,66	\$ 0,68	\$ 0,70	\$ 0,71	\$ 0,73	

Tabla 3.21. VA acumulados escenario 90% probabilidad

VA acumulados (Millones de USD)											
Tipo de generación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Térmica Estatal	(57,40)	(\$ 53,26)	(\$ 49,01)	(\$ 44,64)	(\$ 40,16)	(\$ 35,55)	(\$ 30,83)	(\$ 25,97)	(\$ 20,99)	(\$ 15,87)	(\$ 10,62)
Hidráulica Estatal	(2.675,32)	(\$ 2.660,54)	(\$ 2.645,36)	(\$ 2.629,77)	(\$ 2.613,76)	(\$ 2.597,33)	(\$ 2.580,45)	(\$ 2.563,13)	(\$ 2.545,34)	(\$ 2.527,07)	(\$ 2.508,31)
No Convencional	(7,32)	(\$ 7,17)	(\$ 7,03)	(\$ 6,87)	(\$ 6,71)	(\$ 6,55)	(\$ 6,39)	(\$ 6,22)	(\$ 6,04)	(\$ 5,86)	(\$ 5,68)
Términa Privada	(147,10)	(\$ 143,79)	(\$ 140,39)	(\$ 136,90)	(\$ 133,32)	(\$ 129,64)	(\$ 125,87)	(\$ 121,99)	(\$ 118,01)	(\$ 113,92)	(\$ 109,72)
Hidráulica Privada	(44,90)	(\$ 44,56)	(\$ 44,21)	(\$ 43,85)	(\$ 43,48)	(\$ 43,10)	(\$ 42,71)	(\$ 42,31)	(\$ 41,90)	(\$ 41,48)	(\$ 41,05)
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	(\$ 5,22)	\$ 0,32	\$ 6,00	\$ 11,84	\$ 17,84	\$ 24,00	\$ 30,32	\$ 36,81	\$ 43,48	\$ 50,32	
	(\$ 2.489,05)	(\$ 2.469,28)	(\$ 2.448,98)	(\$ 2.428,13)	(\$ 2.406,72)	(\$ 2.384,74)	(\$ 2.362,17)	(\$ 2.339,00)	(\$ 2.315,21)	(\$ 2.290,77)	
	(\$ 5,49)	(\$ 5,29)	(\$ 5,09)	(\$ 4,89)	(\$ 4,68)	(\$ 4,46)	(\$ 4,24)	(\$ 4,01)	(\$ 3,78)	(\$ 3,54)	
	(\$ 105,41)	(\$ 100,99)	(\$ 96,45)	(\$ 91,78)	(\$ 86,99)	(\$ 82,07)	(\$ 77,02)	(\$ 71,83)	(\$ 66,51)	(\$ 61,04)	
	(\$ 40,60)	(\$ 40,15)	(\$ 39,68)	(\$ 39,20)	(\$ 38,71)	(\$ 38,20)	(\$ 37,68)	(\$ 37,14)	(\$ 36,59)	(\$ 36,03)	
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
	\$ 57,35	\$ 64,56	\$ 71,97	\$ 79,58	\$ 87,39	\$ 95,41	\$ 103,64	\$ 112,10	\$ 120,78	\$ 129,70	
	(\$ 2.265,69)	(\$ 2.239,93)	(\$ 2.213,48)	(\$ 2.186,33)	(\$ 2.158,44)	(\$ 2.129,81)	(\$ 2.100,42)	(\$ 2.070,23)	(\$ 2.039,24)	(\$ 2.007,42)	
	(\$ 3,29)	(\$ 3,04)	(\$ 2,77)	(\$ 2,51)	(\$ 2,23)	(\$ 1,95)	(\$ 1,66)	(\$ 1,37)	(\$ 1,06)	(\$ 0,75)	
	(\$ 55,43)	(\$ 49,66)	(\$ 43,75)	(\$ 37,67)	(\$ 31,43)	(\$ 25,02)	(\$ 18,44)	(\$ 11,69)	(\$ 4,75)	\$ 2,37	
	(\$ 35,45)	(\$ 34,86)	(\$ 34,25)	(\$ 33,62)	(\$ 32,98)	(\$ 32,32)	(\$ 31,64)	(\$ 30,94)	(\$ 30,23)	(\$ 29,50)	

d) Valores PR, PRD, VAN y TIR

Tabla 3.22. Resumen escenario 90% probabilidad

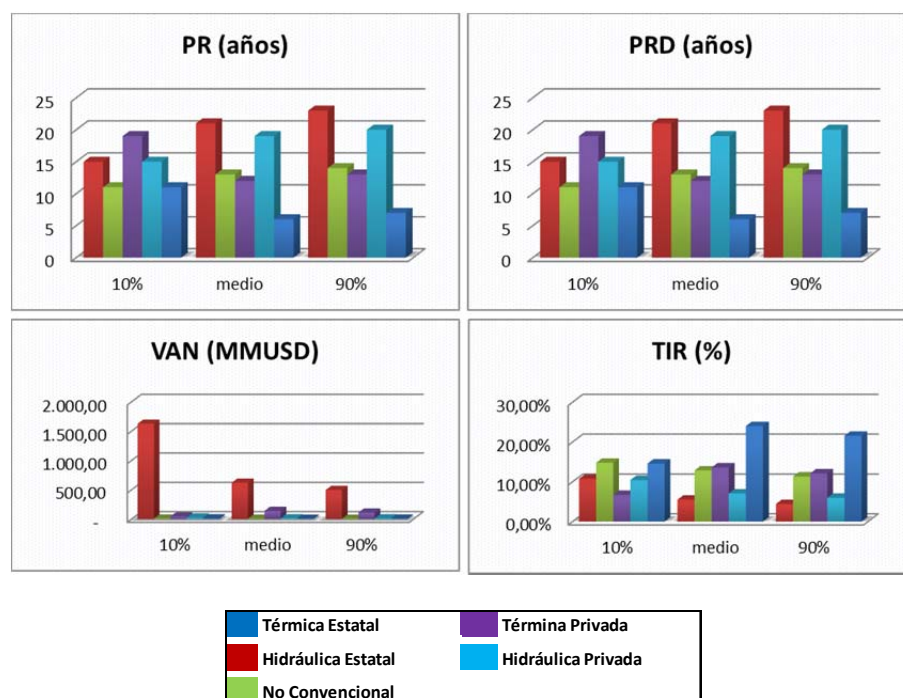
Tipo de generación	PR (años)	PRD (años)	VAN (MMUSD)	TIR (%)
Térmica Estatal	7	11	139	21,55%
Hidráulica Estatal	23	30	496	4,42%
No Convencional	14	30	5	11,32%
Términa Privada	13	29	111	12,10%
Hidráulica Privada	20	30	11	5,97%

A continuación una matriz comparativa de los resultados para cada escenario y para cada tipo de generación:

Tabla 3.23. Matriz comparativa de resultados por escenario

Tipo generación	10%		medio		90%	
	PR (años)	PRD (años)	PR (años)	PRD (años)	PR (años)	PRD (años)
Térmica Estatal	11	22	6	9	7	11
Hidráulica Estatal	15	30	21	30	23	30
No Convencional	11	22	13	27	14	30
Términa Privada	19	30	12	25	13	29
Hidráulica Privada	15	30	19	30	20	30
	VAN (MMUSD)	TIR (%)	VAN (MMUSD)	TIR (%)	VAN (MMUSD)	TIR (%)
Térmica Estatal	62,20	14,58%	172,70	24,00%	138,95	21,55%
Hidráulica Estatal	1.626,90	10,75%	618,98	5,49%	496,02	4,42%
No Convencional	8,14	14,77%	6,19	12,85%	4,88	11,32%
Términa Privada	43,22	6,70%	138,82	13,60%	111,00	12,10%
Hidráulica Privada	25,95	10,45%	14,16	7,07%	11,44	5,97%

Gráfico 3.24. Histogramas de resultados por escenario



3.2.2. Simulación Monte Carlo

Esta metodología está basada en el muestreo sistemático de variables aleatorias. Abarcan una colección de técnicas que permiten obtener soluciones de problemas matemáticos por medio de pruebas aleatorias repetidas. En la práctica, las pruebas aleatorias se sustituyen por resultados de ciertos cálculos realizados con números aleatorios. Se realiza un modelo en el cual se definen las variables y se obtienen resultados en base a simulaciones, con esto se puede mostrar lo que podría ocurrir.

Una de las herramientas más utilizada para el análisis de un proyecto de inversión es el valor actual neto (VAN). Por su sencillez y rápida aplicabilidad, es un instrumento fundamental para evaluar decisiones de inversión. Sin embargo, los flujos de efectivo tienen un alto nivel de incertidumbre. Por lo tanto, se debe complementar el análisis de decisión considerando los diferentes escenarios que impacten en un conjunto de resultados posibles.

La simulación de Monte Carlo es una herramienta que asigna a cada una de las variables inciertas del modelo un rango de valores y la probabilidad de que tome cada uno de estos valores. Una vez definido el modelo (en general mediante una planilla de cálculos), la herramienta de simulación Monte Carlo se encarga de asignar aleatoriamente el valor a cada una de las variables definidas como inciertas (dentro del rango especificado para cada una) y recalcular el valor actual neto para cada conjunto de valores de todas las variables.

Con un número suficiente de iteraciones (cantidad de veces que se asigna valores a las diferentes variables aleatorias), el valor actual neto tradicional pasa a representar la media de una distribución de probabilidades (valor más probable), mientras que el resultado de la herramienta es un conjunto definido de valores posibles tanto para las variables inciertas como para el resultado final (VAN). Con este conjunto de valores se pueden utilizar herramientas estadísticas de análisis.

De esta forma, la metodología de Monte Carlo ya no sólo permite saber si el proyecto es rentable (VAN positivo) sino también conocer en mayor profundidad los riesgos asociados al proyecto.

Así, puede saberse la probabilidad de que el proyecto sea más rentable de lo esperado, los escenarios donde el proyecto producirá pérdidas, el monto máximo de las mismas y su probabilidad de ocurrencia.

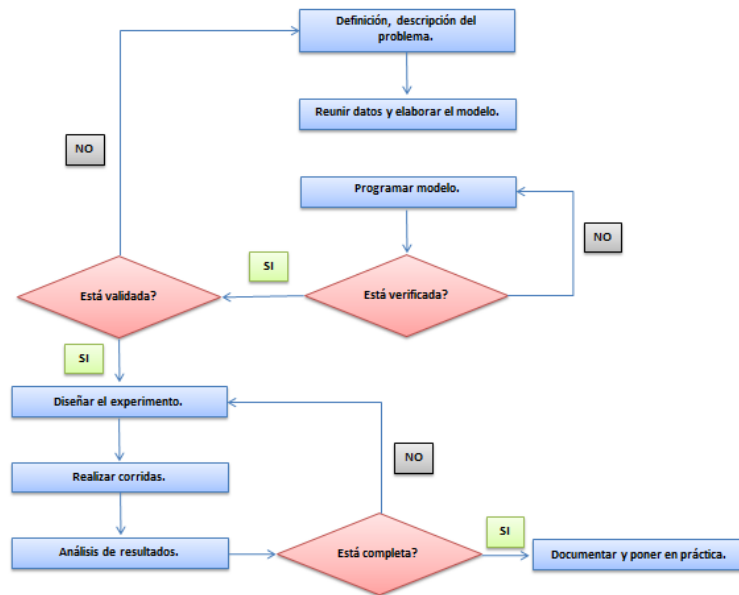
3.2.2.1. Etapas del proceso de simulación

Como en todo proceso, se debe cumplir etapas para poder llegar al resultado esperado, para desarrollar una simulación se deben realizar las siguientes etapas:

- a) Definición, descripción del problema. Plan.
- b) Formulación del modelo.
- c) Programación.
- d) Verificación y Validación del modelo.
- e) Diseño de experimentos y plan de corridas.
- f) Análisis de resultados.

Para una mejor comprensión de este proceso se muestra a continuación un diagrama de flujo de la simulación:

Gráfico 3.25. Flujo simulación.



3.2.2.2. Resultados esperados de la simulación Montecarlo.

La definición correcta del modelo es básica para que la simulación resulte. Las salidas que se puedan obtener, están directamente relacionadas a las variables definidas como entradas del modelo. Por lo tanto, en base a una correcta definición del modelo, se espera obtener la generación de escenarios aleatorios basado en una modelación probabilística, donde las variables con incertidumbre se presenten con su respectiva distribución de probabilidad.

CAPÍTULO 4: Simulación Monte Carlo con Crystal Ball

Crystal Ball es un programa basado en aplicaciones de Excel que aprovecha y amplía la potencia analítica de las hojas de cálculo. Define las variables de entrada, que el inversionista desea analizar, como rangos realistas de valores, calcula todos los posibles resultados, y los registra para un posterior análisis e informe, que proporciona sustentos al inversionista para la toma de decisiones.

Normalmente al evaluar un proyecto de inversión a través del enfoque tradicional, el inversionista acepta el proyecto que genera mayor VAN, sin embargo esta decisión no informa sobre el riesgo del proyecto, es decir que tan riesgoso es, para que el inversionista de acuerdo al perfil de riesgo acepte aprobar el proyecto.

Bajo este contexto, Crystal Ball mediante el uso del método Monte Carlo presenta probabilidades de ocurrencia bajo diferentes escenarios, entregando al inversionista un resultado del posible riesgo que tiene el proyecto, como teoría básica a mayor riesgo mayor rendimiento, será decisión propia asumir el riesgo o disminuir el rendimiento esperado.

4.1. Modelación de incertidumbres

La modelación de incertidumbres es una herramienta que permite al inversionista experimentar en el modelo antes que en el sistema real. Para este trabajo se plantea un modelo virtual que relaciona un conjunto de entradas con fórmulas matemáticas para generar una o más variables salidas.

“Los supuestos probabilistas corresponden a aquellas variables independientes sobre las cuales se tiene incertidumbre. La incertidumbre se representa mediante distribuciones de probabilidad, de modo que en el proceso de simulación se obtendrán valores aleatorios de las distribuciones definidas”¹³

Para este trabajo se realiza un modelo de simulación para un proyecto de generación térmica estatal, considerando los siguientes datos de entrada:

1. Potencia Efectiva en MWh, que corresponde a la capacidad de MWh que puede generar la central.
2. Costo Unitario Inversión, basado en los precios internacionales referenciales para cada tipo de generación y por potencia efectiva.
3. Energía Neta anual, es la cantidad de MWh que se esperan generar anualmente de acuerdo al plan anual de operación.
4. Ingresos x Costos Fijos, valores definidos en el estudio de costos y deberán ser cubiertos de acuerdo a la disponibilidad de la central.
5. Ingresos x Costos variables, están relacionados con la energía neta generada y es facturada a las Empresas de Distribución.
6. Costos AO&M, porcentaje asignado por el CONELEC y debe ser utilizado del valor facturado por costos fijos, se deben asignar estos valores para cubrir la Administración, Operación y Mantenimiento de la central.

¹³ Herrera, Eduardo, *Riesgos en Proyectos de Inversión*, Quito, Propio autor, 2011.

7. Fondo de reposición, porcentaje asignado por el CONELEC y se debe asignar como un fondo para cubrir posibles daños en los equipos.

8. Costos de combustible, corresponde al combustible comprado a Petroecuador para generación, y es cancelado con los valores recuperados en Ingresos x Costos variables.

Tabla 4.1. Modelo

TÉRMICA ESTATAL								
Modelo								
Valor Actual Neto	(\$86.137.504)				TIR	-6,91%		
Año	0	1	2	3	4	10	20	30
Flujo de Caja	(\$118.663.145)	\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188
Presupuesto de Inversión	0	1	2	3	4	10	20	30
Potencia Efectiva	\$130							
Costo unitario inversión	915							
Flujo de inversión	(\$118.663.145)							
Presupuesto de Operación	0	1	2	3	4	10	20	30
Energía neta	109.676	109.676	109.676	109.676	109.676	107.676	105.676	102.676
Ingresos costos fijos	1.001.089	1.001.089	1.001.089	1.001.089	1.001.089	1.001.089	1.001.089	1.001.089
Ingresos costos variables	1.543.242	1.543.242	1.543.242	1.543.242	1.543.242	1.543.242	1.543.242	1.543.242
Total Ingresos	\$2.544.331	\$2.544.331	\$2.544.331	\$2.544.331	\$2.544.331	\$2.544.331	\$2.544.331	\$2.544.331
Costos AO&M	(\$758.942)	(\$758.942)	(\$758.942)	(\$758.942)	(\$758.942)	(\$758.942)	(\$758.942)	(\$758.942)
Fondo de reposición	(\$242.147)	(\$242.147)	(\$242.147)	(\$242.147)	(\$242.147)	(\$242.147)	(\$242.147)	(\$242.147)
Costos combustible	(\$459.054)	(\$459.054)	(\$459.054)	(\$459.054)	(\$459.054)	(\$459.054)	(\$459.054)	(\$459.054)
Utilidad operativa		\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188
Flujo Operativo		\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188	\$1.084.188

Sobre la base de este modelo se define las variables de entrada:

Tabla 4.2. Variables.

	Nombre	Valor	Distribución	Observación
Inversión				Año 0
	Potencia Efectiva	130	Triangular	Estudio costos/ MWh
	Costo unitario inversión	987	Triangular	USD/Kw Precios internacionales referenciales
Factores de riesgo-ingresos estudio de costos				
	AO&M	75,8%		
	Fondo de reposición	24,2%		
Ingresos				
	Energía neta	112.378,32	probabilística	Energía neta año 2010-2011
	Costos fijos	1.263.655,00	probabilística	Estudio de costos año 2011
	Costo variable unitario	0,2305	probabilística	Año 2010-2011
Costos				
	Precio combustible	\$0,042	Triangular	Costo combustible por Kw generado

Los datos considerados para la distribución probabilística son:

La energía neta.- Corresponde a la cantidad de MWh generados por la central mensualmente.

Tabla 4.3. Datos – Energía Neta.

ENERGÍA NETA		
112.378	96.260	111.461
101.119	-	125.856
115.117	-	93.420
109.471	78.485	91.668
82.016	111.158	115.981
111.039	70.793	102.308

La remuneración mensual.- Corresponde a los valores de costos fijos mensuales reportados por la liquidación del CENACE, y que corresponden a los valores entregados por el CONELEC en el estudio de costos, evaluado con la disponibilidad histórica de la central.

Tabla 4.4. Datos – Remuneración Mensual Costos Fijos USD.

REMUNERACIÓN MENSUAL COSTOS FIJOS USD		
621.618	1.263.655	1.326.024
810.018	1.263.655	1.336.658
798.152	1.239.782	1.285.986
925.337	1.196.926	1.249.072
1.020.255	1.207.144	825.710
1.145.893	1.155.967	825.069

Costos variables facturados.- Es la energía neta mensual multiplicada por el costo variable de la central.

Tabla 4.5. Datos – Costos Variables Facturados.

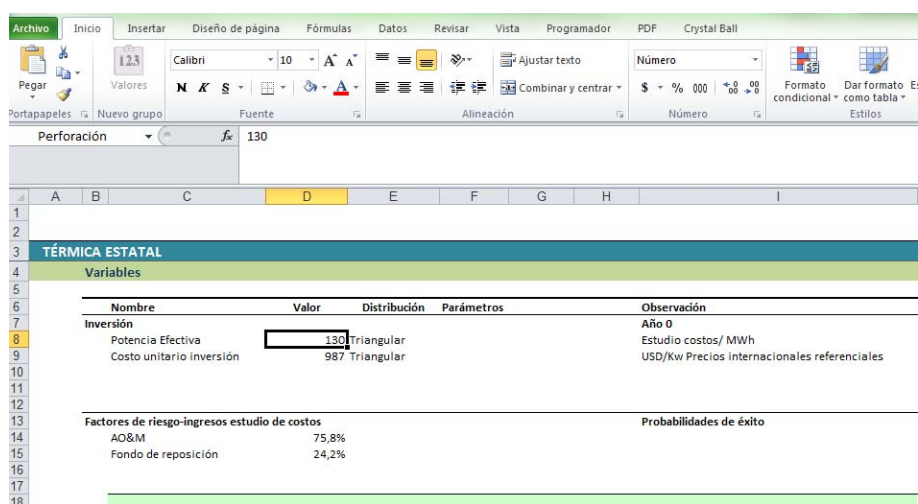
COSTOS VARIABLES FACTURADOS		
2.590.725	2.199.529	2.756.766
2.059.992	-	2.933.471
2.595.138	-	2.438.646
2.388.331	1.793.334	2.350.431
1.849.504	2.457.288	2.673.669
2.454.667	1.617.780	2.282.483

4.2. Simulación de VAN y TIR

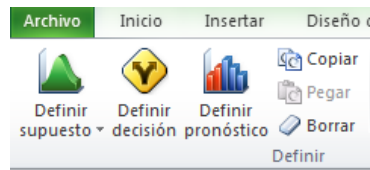
Para realizar la simulación del VAN y la TIR, una vez realizado el modelo, se asigna una distribución a cada variable, para este modelo se utiliza la distribución triangular y probabilística.

La distribución triangular se realiza los siguientes pasos:

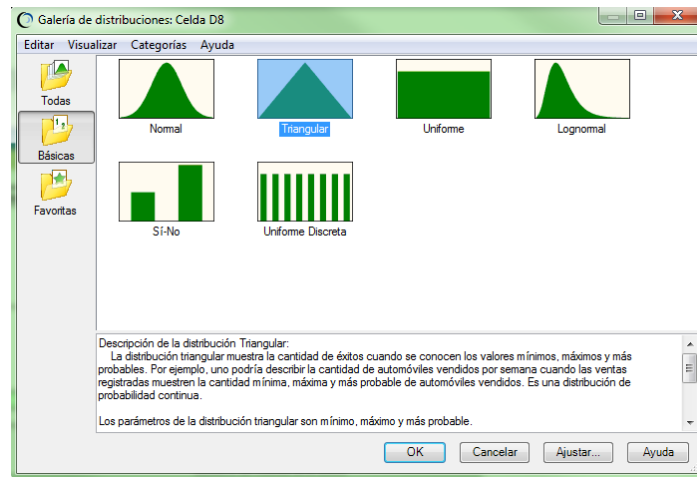
- Se selecciona la celda donde se definió el valor de la variable:



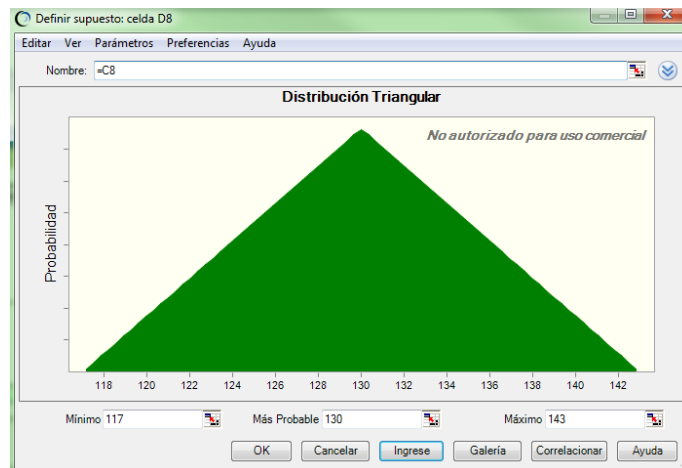
b) Utilizando las funciones del Crystal Ball, se selecciona la opción *Definir supuesto*:



c) Se selecciona la opción de distribución triangular:



d) Se pulsa el botón OK y se despliega la pantalla con el gráfico y los datos de la distribución:

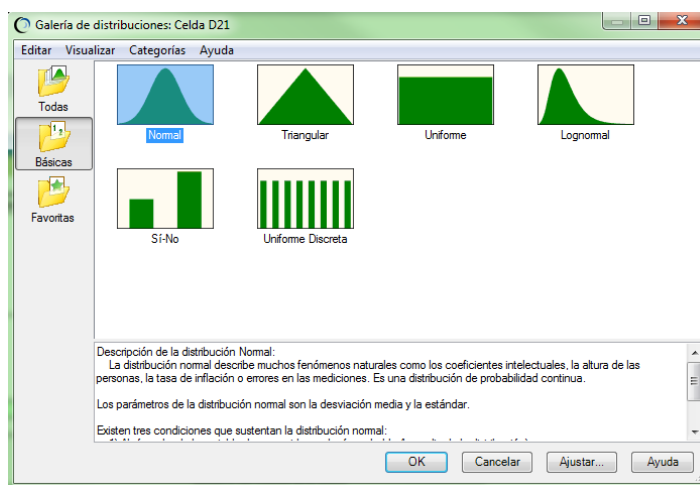


Para la distribución probabilística se deben seguir los siguientes pasos:

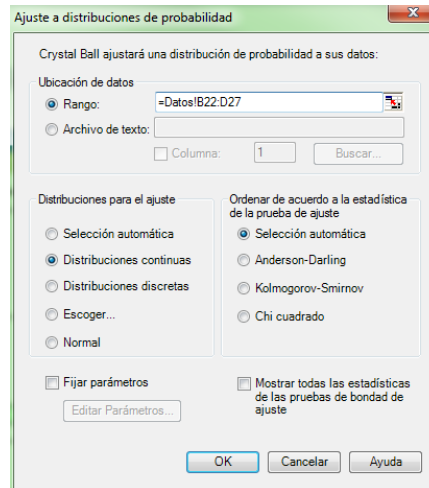
- a) Se selecciona la celda a la que se va asignar la distribución.

TÉRMINICA ESTATAL			
Variables			
Nombre	Valor	Distribución	Parámetros
Inversión			
Potencia Efectiva	130	Triangular	
Costo unitario inversión	987	Triangular	
Factores de riesgo-ingresos estudio de costos			
AO&M	75,8%		
Fondo de reposición	24,2%		
Ingresos			
Energía neta	112.378,32	probabilística	
Costos fijos	1.263.655,00	probabilística	
Costo variable unitario	\$0,231	probabilística	

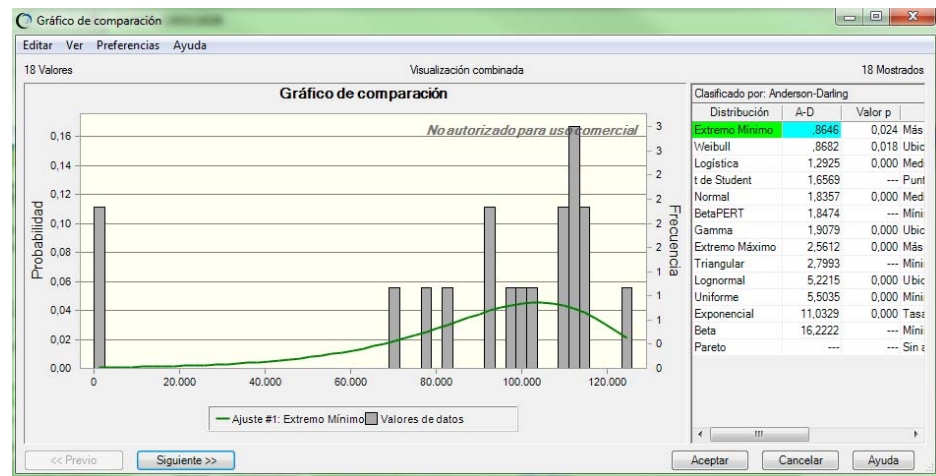
- b) En la opción *Definir supuesto* se selecciona la distribución normal.



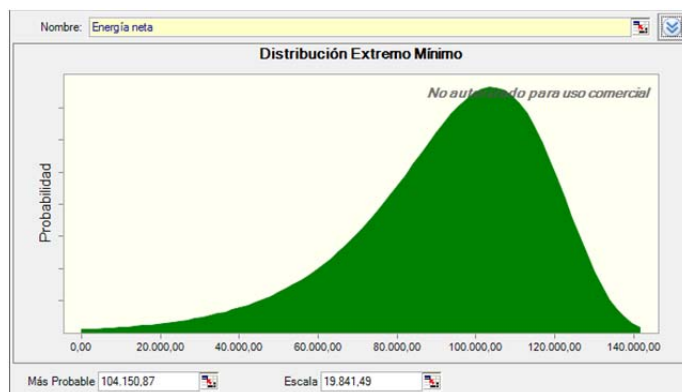
- c) Para asignar un rango se escoge la opción *Ajustar...* y se selecciona el rango de celdas que contiene la información histórica que servirá para realizar la distribución probabilística.



Se despliega un gráfico de comparación de los valores escogidos, y se puede seleccionar la distribución que mejor se apegue al modelo:

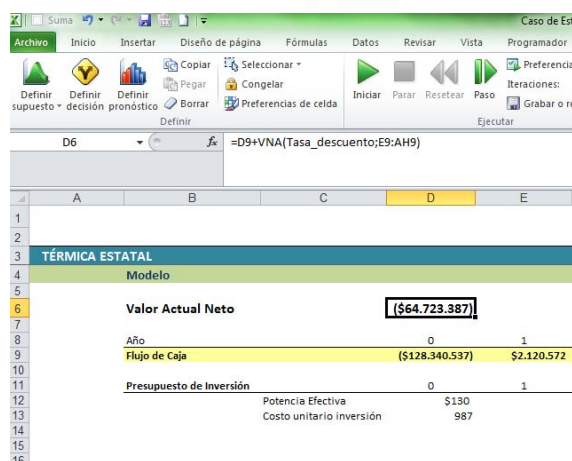


Una vez seleccionada la distribución, se genera el gráfico con los datos requeridos:

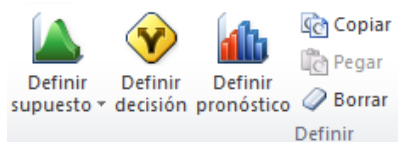


Posterior a definir la distribución de cada variable, se ubica en la celda en la que se encuentra la variable que se quiere pronosticar, para este caso el VAN o la TIR, los pasos a seguir son los siguientes:

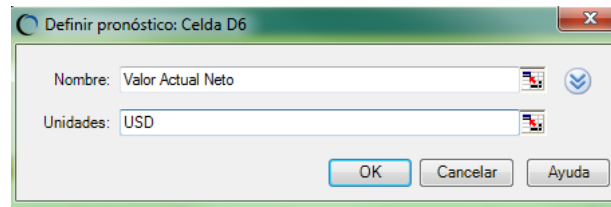
- a) Se coloca el cursor en la celda que va a ser pronosticada:



- b) Seleccionamos la opción *Definir pronóstico*:

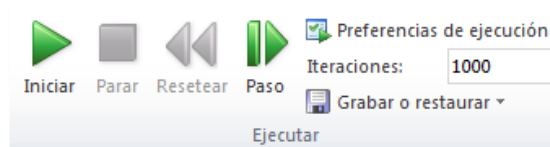


- c) Se ingresa el nombre y las unidades de la variable y para finalizar de pulsa Ok



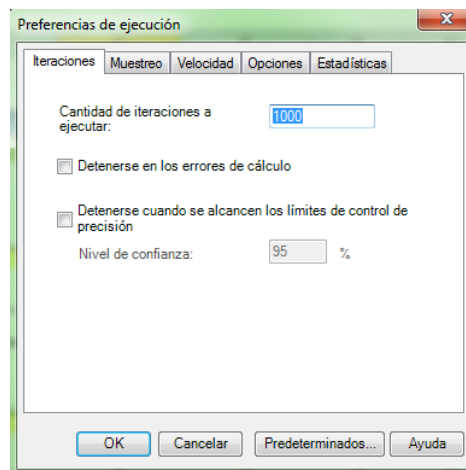
Antes de realizar la simulación se debe definir sus atributos y preferencias:

- a) Del menú del Crystal Ball se selecciona *Preferencias de ejecución*:

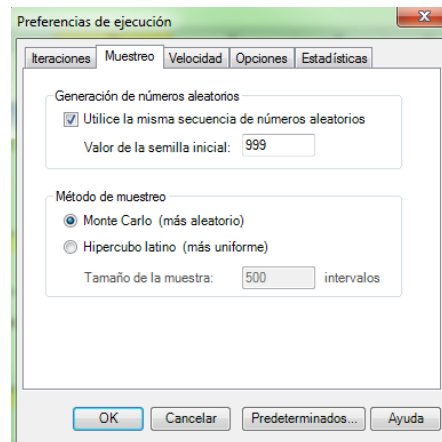


- b) Se despliega una ventana con 5 pestañas para definir las preferencias de ejecución, Iteraciones, Muestreo, Velocidad, Opciones y Estadísticas.

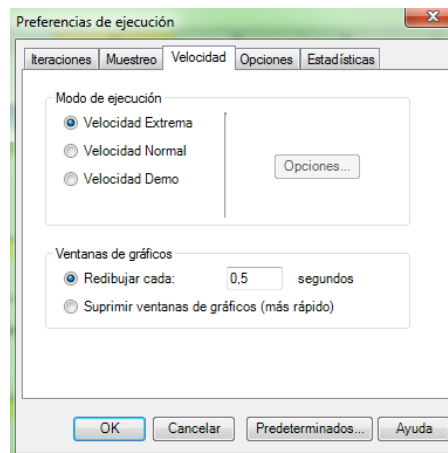
Iteraciones:



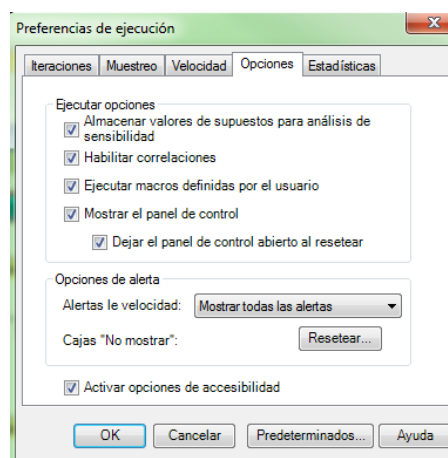
Muestreo:



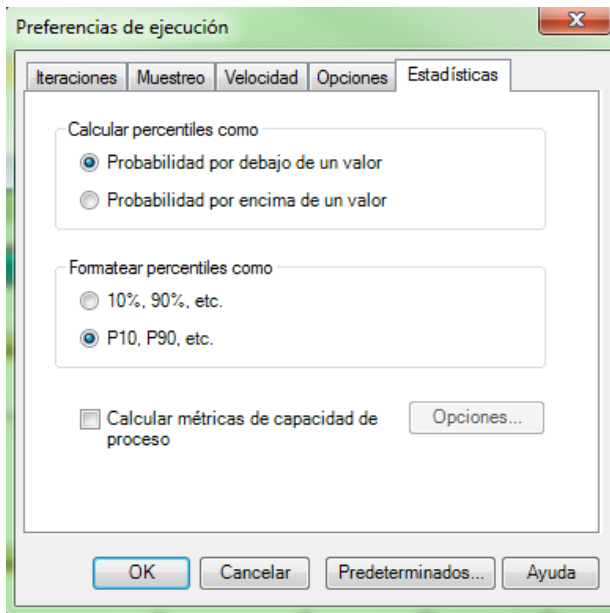
Velocidad:



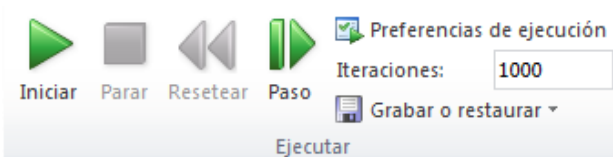
Opciones:



Estadísticas:



Terminada la definición de preferencias de ejecución, es recomendable validar el modelo antes de iniciar la simulación Monte Carlo, para lo cual se genera 3 o 4 escenarios aleatorios utilizando la opción *Paso* del menú *Ejecutar*:



Escenario aleatorio 1:

TÉRMINICA ESTATAL						
Modelo						
Valor Actual Neto		(\$52.287.067)				
Año	0	1	10	20	25	30
Flujo de Caja	(\$115.815.161)	\$2.117.603	\$2.117.603	\$2.117.603	\$2.117.603	\$2.117.603
Presupuesto de Inversión	0	1	10	20	25	30
Potencia Efectiva	\$124					
Costo unitario Inversión	931					
Flujo de inversión		(\$115.815.161)				
Presupuesto de Operación	0	1	10	20	25	30
Energía neta	121.879	121.879	119.879	117.879	116.379	114.879
Ingresos costos fijos	1.288.222	1.288.222	1.288.222	1.288.222	1.288.222	1.288.222
Ingresos costos variables	2.598.498	2.598.498	2.598.498	2.598.498	2.598.498	2.598.498
Total Ingresos	\$3.886.719	\$3.886.719	\$3.886.719	\$3.886.719	\$3.886.719	\$3.886.719
Costos AO&M	(\$976.622)	(\$976.622)	(\$976.622)	(\$976.622)	(\$976.622)	(\$976.622)
Fondo de reposición	(\$311.600)	(\$311.600)	(\$311.600)	(\$311.600)	(\$311.600)	(\$311.600)
Costos combustible	(\$480.894)	(\$480.894)	(\$480.894)	(\$480.894)	(\$480.894)	(\$480.894)
Utilidad operativa	\$2.117.603	\$2.117.603	\$2.117.603	\$2.117.603	\$2.117.603	\$2.117.603
Flujo Operativo		\$2.117.603	\$2.117.603	\$2.117.603	\$2.117.603	\$2.117.603

Escenario aleatorio 2:

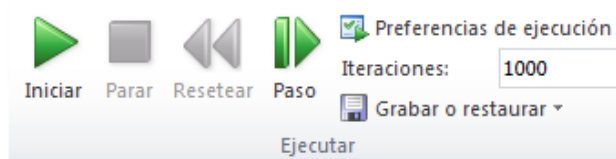
TÉRMINICA ESTATAL						
Modelo						
Valor Actual Neto		(\$65.444.844)				
Año	0	1	10	20	25	30
Flujo de Caja	(\$131.182.040)	\$2.191.240	\$2.191.240	\$2.191.240	\$2.191.240	\$2.191.240
Presupuesto de Inversión	0	1	10	20	25	30
Potencia Efectiva	\$132					
Costo unitario Inversión	993					
Flujo de inversión		(\$131.182.040)				
Presupuesto de Operación	0	1	10	20	25	30
Energía neta	111.749	111.749	109.749	107.749	106.249	104.749
Ingresos costos fijos	1.095.717	1.095.717	1.095.717	1.095.717	1.095.717	1.095.717
Ingresos costos variables	2.673.712	2.673.712	2.673.712	2.673.712	2.673.712	2.673.712
Total Ingresos	\$3.769.429	\$3.769.429	\$3.769.429	\$3.769.429	\$3.769.429	\$3.769.429
Costos AO&M	(\$830.681)	(\$830.681)	(\$830.681)	(\$830.681)	(\$830.681)	(\$830.681)
Fondo de reposición	(\$265.036)	(\$265.036)	(\$265.036)	(\$265.036)	(\$265.036)	(\$265.036)
Costos combustible	(\$482.472)	(\$482.472)	(\$482.472)	(\$482.472)	(\$482.472)	(\$482.472)
Utilidad operativa	\$2.191.240	\$2.191.240	\$2.191.240	\$2.191.240	\$2.191.240	\$2.191.240
Flujo Operativo		\$2.191.240	\$2.191.240	\$2.191.240	\$2.191.240	\$2.191.240

Escenario aleatorio 3:

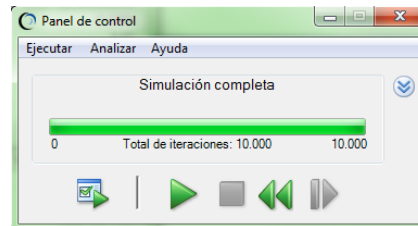
TÉRMINICA ESTATAL						
Modelo						
Valor Actual Neto		(\$77.781.741)				
Año	0	1	10	20	25	30
Flujo de Caja	(\$118.957.492)	\$1.372.525	\$1.372.525	\$1.372.525	\$1.372.525	\$1.372.525
Presupuesto de Inversión	0	1	10	20	25	30
Potencia Efectiva	\$119					
Costo unitario Inversión	1003					
Flujo de inversión		(\$118.957.492)				
Presupuesto de Operación	0	1	10	20	25	30
Energía neta	67.275	67.275	65.275	63.275	61.775	60.275
Ingresos costos fijos	1.309.029	1.309.029	1.309.029	1.309.029	1.309.029	1.309.029
Ingresos costos variables	1.656.655	1.656.655	1.656.655	1.656.655	1.656.655	1.656.655
Total Ingresos	\$2.965.684	\$2.965.684	\$2.965.684	\$2.965.684	\$2.965.684	\$2.965.684
Costos AO&M	(\$992.396)	(\$992.396)	(\$992.396)	(\$992.396)	(\$992.396)	(\$992.396)
Fondo de reposición	(\$316.633)	(\$316.633)	(\$316.633)	(\$316.633)	(\$316.633)	(\$316.633)
Costos combustible	(\$284.130)	(\$284.130)	(\$284.130)	(\$284.130)	(\$284.130)	(\$284.130)
Utilidad operativa	\$1.372.525	\$1.372.525	\$1.372.525	\$1.372.525	\$1.372.525	\$1.372.525
Flujo Operativo		\$1.372.525	\$1.372.525	\$1.372.525	\$1.372.525	\$1.372.525

Finalizada la validación se inicia la Simulación Monte Carlo, su ejecución se la realiza de la siguiente manera:

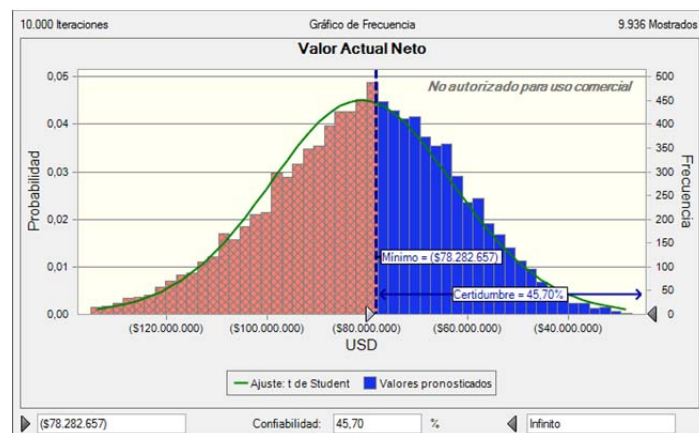
- a) Del menú ejecutar se pulsa el botón *iniciar*.



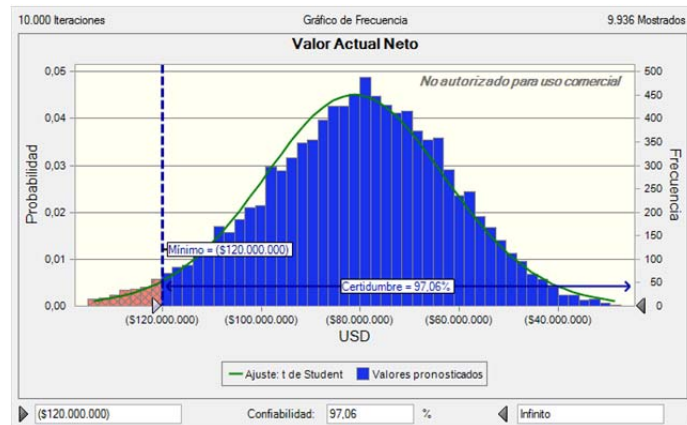
- b) Se despliega una pantalla con el estado del proceso



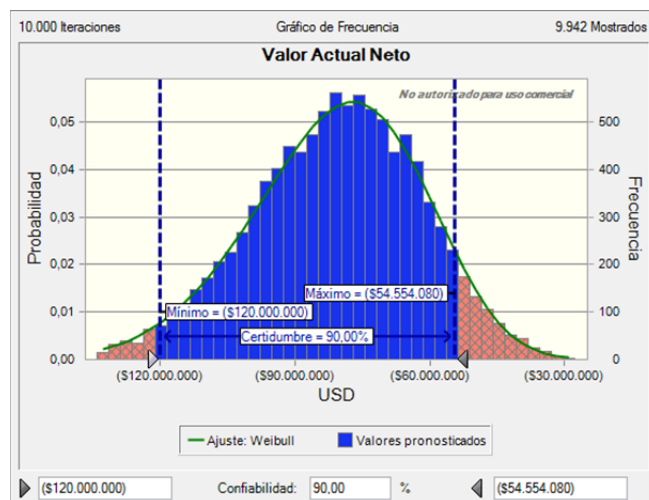
- c) Finalizada la simulación se puede interactuar con los gráficos generados:



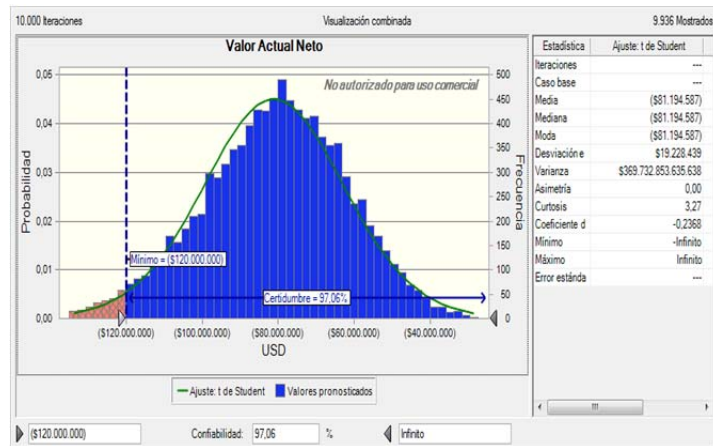
Si se requiere analizar la probabilidad de que el VAN sea un valor x, se debe poner el valor en el cuadro inferior izquierdo:



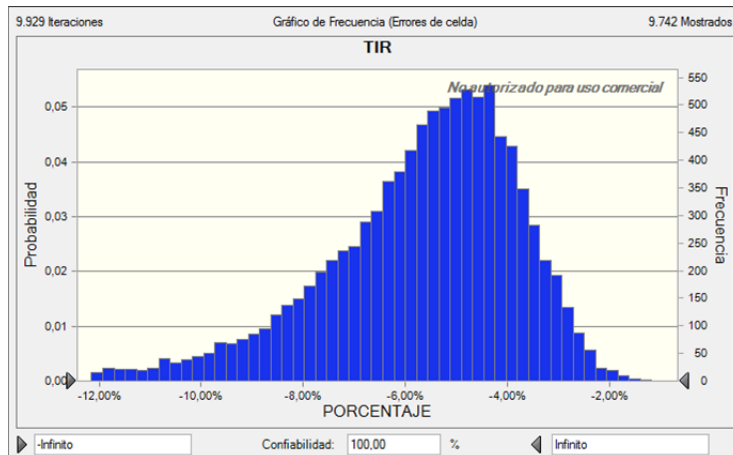
Para calcular el intervalo de 90% se ingresa el valor en el cuadro *confiabilidad* y automáticamente se muestran los datos referentes:



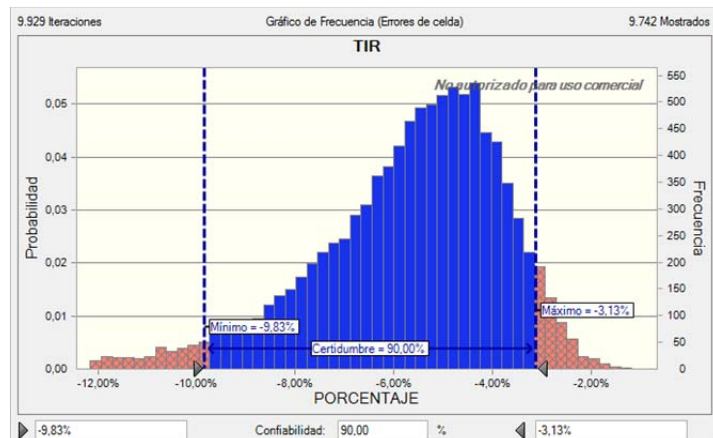
El inversionista puede observar la información en diferentes gráficos, en la opción visualización combinada se presenta el gráfico con la estadística del pronóstico:



De acuerdo con el modelo definido, se obtiene también el dato de la TIR:



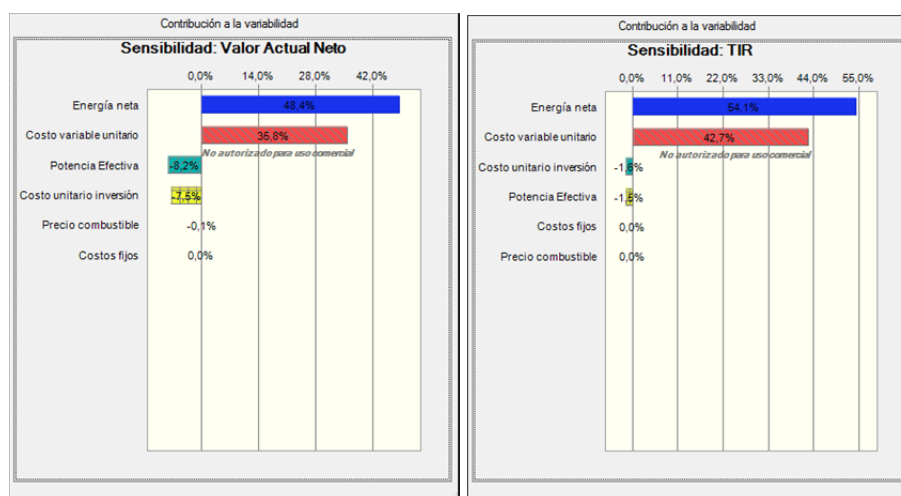
Con un intervalo de confiabilidad del 90% el gráfico se presenta de la siguiente manera:



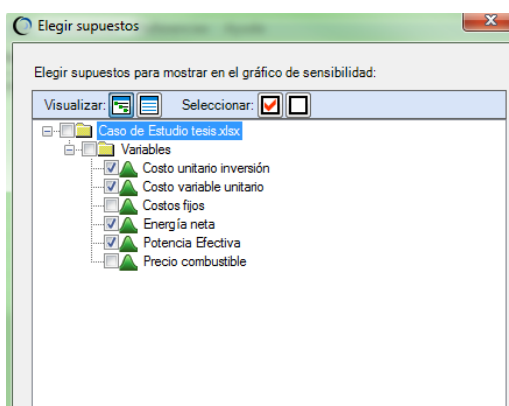
4.3. Análisis de sensibilidad

Para identificar cual es la variable que tiene mayor impacto en el resultado, se debe realizar un análisis de sensibilidad tomando en cuenta los resultados obtenidos de la simulación, el sistema Crystal Ball nos permite obtener reportes para identificar las variables críticas, para lo cual se debe seguir los siguientes pasos:

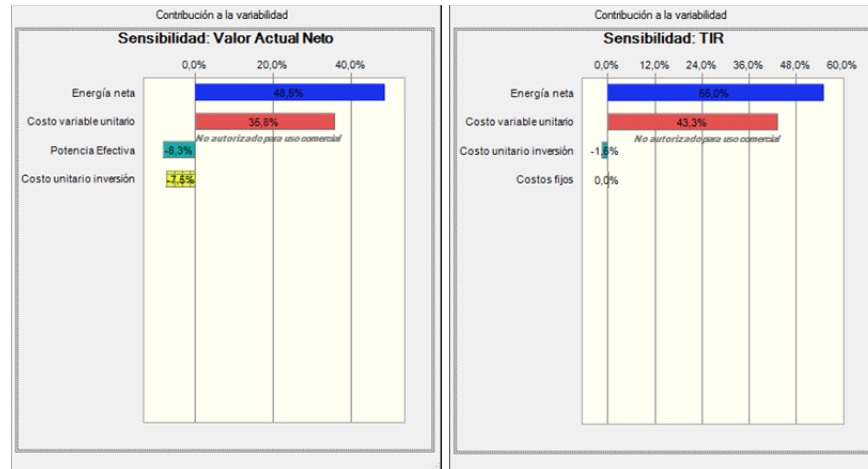
- a) Del gráfico generado, se selecciona del menú la opción *Pronosticar* y la opción *Abrir gráfico de sensibilidad*.



- b) Para analizar las variables, del menú se elige la opción *Elegir supuestos* y se selecciona los supuestos a analizar, que deben ser los más relevantes.



- c) Se genera el gráfico con las variables relevantes.

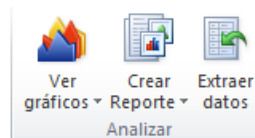


Las variables críticas del VAN y la TIR son iguales, es decir, la Energía Neta y el Costo variable unitario.

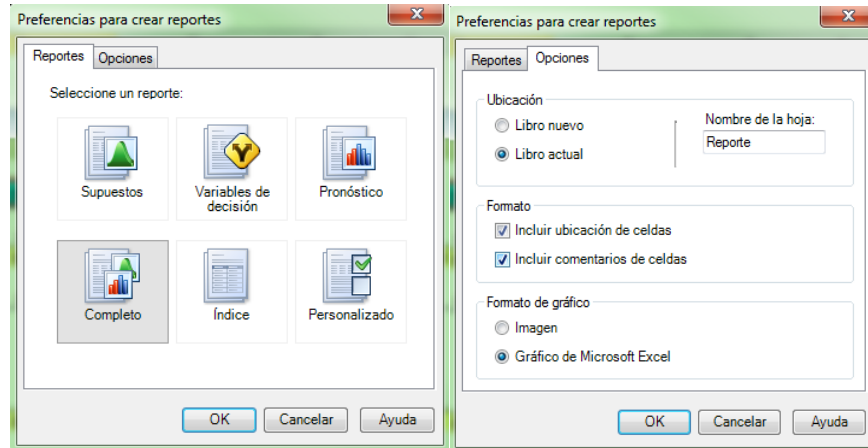
4.4. Creación de reportes de simulación

Para el inversionista es importante obtener reportes de la simulación para poder realizar mayor análisis, en caso de ser necesario. Para obtener reportes se debe seguir los siguientes pasos:

- a) En el menú *Analizar* se selecciona la opción *Crear reporte*.



b) Se despliega la ventana *Preferencias para crear reporte*, se elige el tipo de reporte y las opciones de generación del reporte.



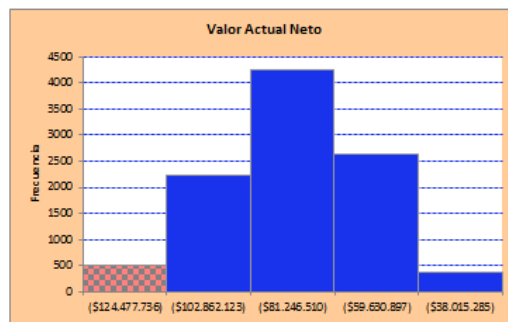
c) Se genera el reporte, por lo extenso del reporte se presenta un fragmento.

Pronóstico: Valor Actual Neto

Celda: D6

Resumen:

El nivel de confiabilidad es 97,10%
 El intervalo de confianza está entre (\$120.000.000) y Infinito
 El rango completo está entre (\$207.179.998) y (\$15.717.722)
 El caso base es (\$64.723.387)
 Luego de 10.000 iteraciones, el error estándar de la media es \$192.997



Estadísticas:

Iteraciones
 Caso base
 Media
 Mediana

Valores pronosticados

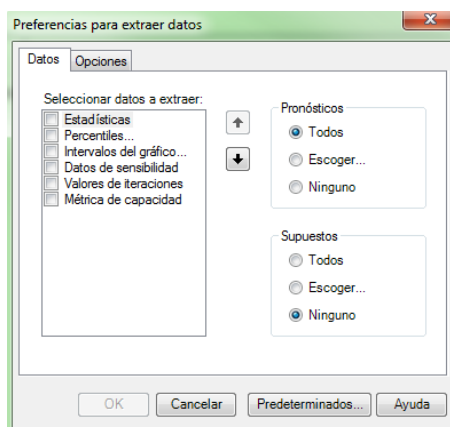
10.000
 (\$64.723.387)
 (\$81.246.510)
 (\$80.211.641)

4.5. Extraer datos de simulación

- a) Para extraer los valores generados de la simulación se selecciona la opción *Extraer datos*.



- b) Se despliega la ventana Preferencias para extraer datos.



- c) Una vez elegidas las Preferencias para extraer datos, se generan el reporte con los datos extraídos, que servirán para un análisis de los resultados.

<div> <div> Definir supuesto • Definir decisión • Definir pronóstico • Copiar • Pegar • Definir • Borrar • Preferencias de celdas </div> <div> Iniciar • Pausar • Reiniciar • Paso • Ejecutar </div> <div> Preferencias de ejecución • Iteraciones: 10000 • Grabar o restaurar </div> <div> Ver gráficos • Crear Reporte • Extraer datos • Analizar </div> <div> OptQuest Predictor • Más herramientas • Ayuda </div> <div> Recursos • Ayuda </div> </div>						
	A1					
1		Caso de Estudio tesis.xlsx	Caso de Estudio tesis.xlsx	Caso de Estudio tesis.xlsx	Caso de Estudio tesis.xlsx	Caso de Estudio tesis.xlsx
2		Modelo/D6	Variables/D9	Variables/D23	Variables/D22	Variables/D21
3	Valores de iteraciones	Valor Actual Neto	Costo unitario inversión	Costo variable unitario	Costos fijos	Energía neta
4	1	(\$91.743.613)	903	\$0.195	677.967.02	97.059.56
5	2	(\$100.115.718)	904	\$0.195	983.660.16	63.550.48
6	3	(\$82.336.583)	1.001	\$0.209	819.366.30	91.506.84
7	4	(\$81.391.251)	902	\$0.239	718.505.27	84.732.09
8	5	(\$137.194.688)	950	\$0.232	698.268.09	(23.675.81)
9	6	(\$84.751.715)	902	\$0.273	843.796.30	58.569.28
10	7	(\$90.113.971)	1.036	\$0.265	968.561.56	71.467.47
11	8	(\$56.599.763)	978	\$0.231	1.110.260.09	126.687.52
12	9	(\$76.810.186)	905	\$0.217	1.171.050.81	109.592.97
13	10	(\$98.549.611)	1.073	\$0.274	874.006.25	66.948.63
14	11	(\$39.183.000)	946	\$0.243	1.309.287.14	130.728.09
15	12	(\$83.397.644)	1.003	\$0.206	1.035.246.54	104.327.67
16	13	(\$91.162.393)	916	\$0.223	1.307.737.71	60.378.66
17	14	(\$66.836.608)	1.081	\$0.256	1.288.710.04	121.565.78
18	15	(\$76.668.165)	1.070	\$0.227	1.077.133.63	118.224.13
19	16	(\$86.813.521)	1.030	\$0.222	1.089.787.12	102.414.13

CAPÍTULO 5: Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

- Los proyectos de inversión tienen hoy en día una gran importancia en la economía ya que son generadores de empleo y pueden beneficiar significativamente a un sector o incluso de una población determinada. Por esta razón es sumamente importante que su valoración se realice con el menor número de errores. Como se ha visto en la presente tesis, los métodos de Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno son herramientas que sirven al inversionista para determinar si su proyecto es rentable o no, sin embargo, a pesar de ser los principales indicadores considerados para tomar decisiones de inversión, los datos generados son determinísticos. Al utilizar el método Monte Carlo se generan datos probabilísticos, lo que brinda al inversionista una visión más cercana a la realidad de su proyecto. Con el modelo definido se obtuvo en primera instancia un VAN de -91.180,36 y una TIR -6.18%, estos son datos determinísticos, posteriormente utilizando la metodología Monte Carlo se realizan 10000 iteraciones en la que se obtiene que existe una probabilidad del 99,13% de que el VAN este dentro de un rango de -131.445,24 a -29.525,06 y la TIR de -8.45% a -3.56%.

Al utilizar la metodología Monte Carlo el inversionista tiene datos más cercanos a la realidad del proyecto, es decir, se incluye la incertidumbre en los resultados y se trabaja con la probabilidad de un rango de datos.

- Con los resultados obtenidos en el desarrollo de esta tesis, se tomaría una decisión errónea de no invertir en un proyecto de generación térmica estatal, debido a que el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno son negativos. Existen factores macroeconómicos que deben tomarse en cuenta al momento de valorar un proyecto de generación eléctrica estatal, considerando que la energía eléctrica es un factor fundamental para el desarrollo del país y que los recursos para este tipo de inversiones provienen del Estado, se debe considerar también factores sociales, ambientales e incluso políticos, datos que incluidos en el modelo planteado harían rentable el proyecto.
- La metodología Monte Carlo es una herramienta que permite al inversionista obtener un panorama amplio de las probabilidades de que su proyecto sea rentable o no, asociando distribuciones de probabilidad a variables inciertas y determinando que el supuesto definido este dentro de cierto rango de confiabilidad.

Utilizando el programa Crystal Ball se configura modelos dinámicos de simulación basados en hoja electrónica, se define los supuestos probabilistas, se configura el entorno de simulación, se realiza análisis probabilístico de resultados, se identifica las variables críticas y se presentan reportes para análisis posteriores.

- Finalmente se puede decir que la valoración de proyectos es un campo que ha evolucionado, desde un análisis estático y determinístico a un análisis dinámico y probabilístico. Las decisiones que los inversionistas deben tomar no pueden regirse

por un solo valor sino por una distribución de valores cada una de ellas con su probabilidad de ocurrencia.

El análisis y valoración de proyectos que se realizan en nuestro país con los métodos tradicionales, han sido y son muy relevantes, sobretodo si la información con la que cuentan los proyectos es de calidad. Por esta razón una de las cosas más importantes que se debe comprender es que independientemente del método que empleemos para valorar, existe algo fundamental para obtener resultados más confiables, estamos hablando de la valoración permanente. Solo esto nos permitirá ver en la marcha nuevas alternativas que podemos plantear y tomar mejores decisiones con resultados ajustados y actualizados.

Recomendaciones

- La metodología aplicada se debe utilizar para la valoración de los proyectos de inversión en el Sector Eléctrico. Con esto se tiene un amplio panorama de las probabilidades de éxito del proyecto.

La simulación Monte Carlo ayuda al inversionista en la toma de decisiones, sin embargo puede ser aplicada no solamente para evaluar el proyecto, sino también para planificar y controlar cuando el proyecto se encuentre en operación.

- Las variables críticas son diferentes para cada tipo de generación (Térmica, Hidráulica, No convencional), por lo que se debe ajustar el modelo de acuerdo a las características de cada proyecto.

El inversionista deberá considerar la particularidad de cada proyecto para diseñar el modelo y realizar la simulación Monte Carlo, particularidades como ejemplo, en las Generadoras Térmicas, el costo del combustible que afecta directamente a sus costos variables.

BIBLIOGRAFIA

- Eduardo Herrera L., *Riesgos en Proyectos de Inversión*, Quito, 2011.
- Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Quito, 2007
- SAPAG Cahín, Nassir. *Proyectos de Inversión. Formulación y evaluación*. Prentice Hall. Mexico, 2007
- Carmen, Bazzani C., *Análisis de Riesgo en Proyectos de Inversión*, Colombia, 2008
- Licesio J. Rodríguez-Aragón, *Simulación, Método de Montecarlo*, 2011